

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И РЕГИОНЫ СИБИРИ

НЕПСКО-БОТУОБИНСКИЙ РЕГИОН



**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ**

**ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛОГИИ**

**КОМИТЕТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ГЕОЛОГИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР**

**СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

В ВОССТАВЛЕННЫХ

Вопросы, связанные с организацией геологических исследований в Сибири, рассматриваются в настоящем документе. В частности, особое внимание уделяется вопросам организации геологических исследований в Сибири. В документе также рассматриваются вопросы организации геологических исследований в Сибири.

Генеральный директор
С. С. Соловьев

Редакционная коллегия:
А. В. Хомин, Л. Е. Шенников,
В. С. Григорьев, В. С. Григорьев, А. А. Григорьев, Л. С. Григорьев,
А. В. Хомин, Л. Е. Шенников.

МОСКОВСКИЙ ЦЕНТР

СЕРИЯ

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И РЕГИОНЫ СИБИРИ

В ВОСЬМИ ВЫПУСКАХ

Вып. 1. Нефтегазогеологическое районирование территории Сибири; Вып.2. Западно-Сибирский бассейн; Вып.3. Енисей-Хатангский бассейн; Вып.4. Лено-Вилуйский бассейн; Вып.5. Тунгусский бассейн; Вып.6. Байкитский регион; Вып.7. Непско-Ботуобинский регион; Вып.8. Иркутский бассейн

Главный редактор
А.Э.Конторович

Редакционная коллегия

В.В.Гребенюк, Н.П.Запивалов, Л.Л.Кузнецов, Н.В.Мельников,
В.С.Старосельцев, В.С.Сурков, А.А.Трофимук, Г.С.Фрадкин,
А.В.Хоменко, Г.Г.Шемин

НОВОСИБИРСК 1994

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И РЕГИОНЫ СИБИРИ

ВЫПУСК 7

НЕПСКО-БОТУОБИНСКИЙ РЕГИОН

НОВОСИБИРСК 1994

УДК 553.98+550(571.5)
Н583

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып.7.
Непско-Ботуобинский регион / Конторович А.Э., Сурков В.С.,
Трофимук А.А., Шемин Г.Г. и др. [Редкол.: гл. ред. А.Э.Конторович]. - Новосибирск, 1994. - 76 с.

ISBN 5-7623-0935-5

Рассмотрены основные черты строения, истории геологического развития и нефтегазоносности бассейна, включающего Непско-Ботуобинскую антеклизу, Предпатомский региональный прогиб и зону шарьяжных перекрытий, простирающуюся в глубь Байкало-Патомского нагорья. Дана характеристика внутренней структуры бассейна, масштабов проявления конседиментационных и постседиментационных деформаций, выделенных резурвуаров и покрышек. Описаны нефтегазоматеринские формации, история нефтегазогенерации, условия и этапы формирования залежей нефти и газа. Приведена характеристика основных типов ловушек нефти и газа и крупнейших месторождений углеводородов (Верхнечонского, Дулисьминского, Среднеботуобинского, Тас-Юряхского и Верхневилочанского). Выделены перспективные зоны для поисков новых залежей нефти и газа.

Для специалистов-геологов, занимающихся изучением строения и оценкой перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов древних платформ.

Авторский коллектив

А.Э.Конторович, В.С.Сурков, А.А.Трофимук, Г.Г.Шемин,
В.Е.Бакин, В.Н.Воробьев, А.И.Ларичев, В.Б.Леонтович,
М.М.Мандельбаум, В.Д.Матвеев, К.И.Микуленко,
А.В.Мигурский, С.А.Моисеев, Б.Л.Рыбьяков, В.С.Ситников,
П.Н.Соболев, В.С.Старосельцев, В.А.Топешко,
Г.С.Фрадкин, В.И.Чеканов

Рецензенты

В.А.Соловьев (НГУ), А.К.Башарин (ОИГГМ СО РАН)

© ОИГГМ СО РАН, 1994

© СНИИГГиМС, 1994

ISBN 5-7623-0935-5

Положение осадочного бассейна в общей структуре платформы

Предпатомский осадочный бассейн (ОБ) включает в себя юго-восточную окраинную часть Сибирской платформы, в пределах которой расположены Непско-Ботуобинская антеклиза, Предпатомский прогиб и осложняющая его зона шарьяжных перекрытий, простирающаяся в глубь Байкало-Патомского нагорья на 50-80 км. На северо-востоке ОБ ограничен Алданской и Анабарской антеклизмами и поперечными структурами платформы - Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадинами, а также Сунтарским сводом. Северо-западная его граница протягивается вдоль бортов смежных с ним Курейской и Присяяно-Енисейской синеклиз и восточного окончания Катангской седловины. На юге бассейн ограничен Ангаро-Ленской ступенью, а на юго-востоке - складчатым обрамлением платформы. Площадь осадочного бассейна составляет 500 тыс.км², объем осадочного выполнения - 1500 тыс.км³. В административном отношении он охватывает северо-восточную и юго-западную части соответственно Иркутской области и Республики Саха (Якутия), а также небольшую территорию на востоке Красноярского края (рис.1). Бассейн входит в состав двух нефтегазоносных областей: Непско-Ботуобинской и Предпатомской.

В палеоплане Предпатомский бассейн занимал значительно большую территорию, главный очаг нефте- и газогенерации в этом бассейне, как будет показано ниже, располагался на территории современного Байкало-Патомского нагорья, где в отложениях рифея и венда широко распространены обладавшие высоким потенциалом генерации углеводородов черносланцевые формации. В качестве синонима для обозначения сохранившейся части этого бассейна, которая представляет собой главным образом гигантскую зону нефтегазонакопления, в

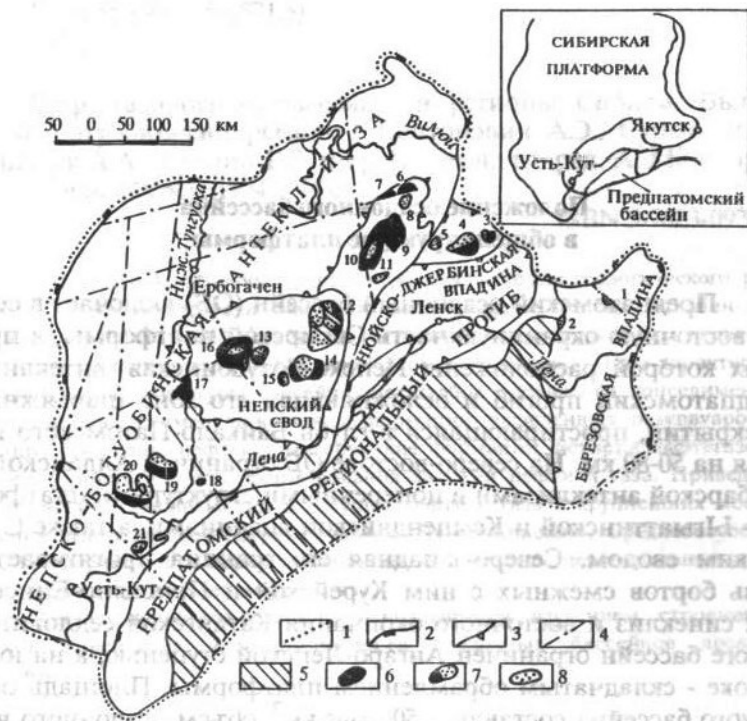


Рис.1. Обзорная схема Предпатомского осадочного бассейна:

1 - граница осадочного бассейна; 2,3 - контуры пликтивных структур платформенного чехла: 2 - надпорядковых, 3 - первого порядка; 4 - основные региональные разломы; 5 - зона шарьяжных перекрытий; 6-8 - месторождения: 6 - нефтяные, 7 - нефтегазовые и газонефтяные, 8 - газовые и газоконденсатные.

заголовок настоящего выпуска вынесено название "Непско-Ботубинский регион".

В строении Предпатомского ОБ принимают участие архейско-нижнепротерозойские породы фундамента и рифейско-фанерозойские образования осадочного чехла. Кристаллический фундамент - это сложное гетерогенное складчатое соору-

жение, сформировавшееся в результате длительной истории тектонического развития. Он подразделяется на три различных по возрасту и по условиям образования блока: западный, центральный и восточный, разделенные Таймыро-Байкальским и Бирюкским глубинными разломами. Первый блок занимает северную и центральную части Ангаро-Ленской складчатой системы поздних карелид, второй - южную часть Анабарской складчатой системы ранних архейд и третий выделяется в контурах Олекминской складчатой системы ранних карелид [Геология..., 1981].

Рельеф эрозионно-тектонической поверхности фундамента достаточно контрастен. Абсолютные отметки глубин колеблются в широких пределах: на Непско-Ботубинской антеклизе от 1,2 до 3,0 км, а в Предпатомском прогибе и смежном Байкало-Патомском нагорье от 2,5 до 9,0 км и более.

Вулканогенно-осадочный чехол бассейна представляют образования рифея, венда, кембрия, ордовика, силура, карбона, перми, триаса и юры, разделенные региональными перерывами, однако основной объем его составляют отложения венда и кембрия (рис.2-4).

Рифейские образования имеют карбонатно-терригенный состав и залегают в наиболее прогнутых участках Предпатомского прогиба, а также на территории Байкало-Патомского нагорья. Мощность их изменяется от нескольких сот метров до 6, 7 км [Решения..., 1983]. Некоторые исследователи предполагают широкое распространение рифейских образований в пределах Непско-Ботубинской антеклизы под надвинутыми пластинками фундамента [Геолого-геохимические условия..., 1989].

Отложения венда развиты повсеместно, представлены терригенными и карбонатными породами суммарной мощностью от 0,2 до 1,2 км [Решения..., 1989].

Кембрийские образования (мощность от 1,2 до 2,5 км) представлены отложениями карбонатно-эвапоритовых формаций и распространены на всей территории бассейна. В отдельных участках Непско-Ботубинской антеклизы они осложнены интрузивными образованиями, обычно силлами мощностью 50-120 м.

Породы ордовика - это аргиллиты, алевролиты, песчани-

Система	Отдел	Горизонт	Литологическая колонка	Мощность отложений, м	Краткая литологическая характеристика разреза	Масштаб в разрезе
Юрская				0-150	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	
Нижний триас				0-200	Туфогенно-осадочные породы	
Верхний палеозой				0-400	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, породы трапповой формации	
Силурийская	Верх.			0-70	Доломиты, известняки, мергели	
	Ниж.			0-30	Известняки	
Ордовикская	Верх.			0-200	Аргиллиты	
	Ср.			0-100	Песчаники, аргиллиты, алевролиты	
	Ниж.			0-300	Доломиты, песчаники, аргиллиты	
КЕМБРИЙСКАЯ	Средний	Верхний		0-700	Мергели, доломиты, ангидриты	
		Зелеевский		30-70	Доломиты, ангидриты	
	Нижний	Наманский		30-70	Доломиты, известняки, ангидриты	
		Чарский		300-500	Каменная соль, доломиты	
		Олекминский		50-100	Доломиты, известняки	
		Урицкий		20-50	Доломиты	
		Толбачанский		350-500	Доломиты, известняки, каменная соль	
		Эльгянский		50-100	Доломиты	
		Усольский		300-500	Каменная соль, доломиты, известняки	
		Даниловский		200-400	Доломиты, глинистые доломиты, ангидриты, мергели	
ВЕНДСКАЯ		Тирский		0-300	Доломиты, ангидриты, песчаники, мергели	
		Непский		5-800	Аргиллиты, песчаники, алевролиты, доломиты	
		Вилучанский		0-150	Песчаники, гравелиты	
		Жуинский		0-1500	Известняки, доломиты, мергели, аргиллиты, алевролиты, песчаники	
РИФЕЙСКАЯ	Верхний	Дальнетайгинский		0-3000	Доломиты, известняки, сланцы, песчаники, алевролиты, аргиллиты	
		Баллаганакский		0-2000	Сланцы, известняки, доломиты, песчаники, конгломераты, алевролиты, аргиллиты	
	Средний	Тепторгинский		0-1100	Песчаники, сланцы, гравелиты, туфопесчаники, эффузивы	
		Фундамент				
AR-PR						

Рис.2. Сводная стратиграфическая колонка Предпатомского осадочного бассейна (по материалам [Решения..., 1989]).

ки и доломиты суммарной мощностью до 0,6 км. Развиты они в основном в северо-восточной части Предпатомского прогиба и

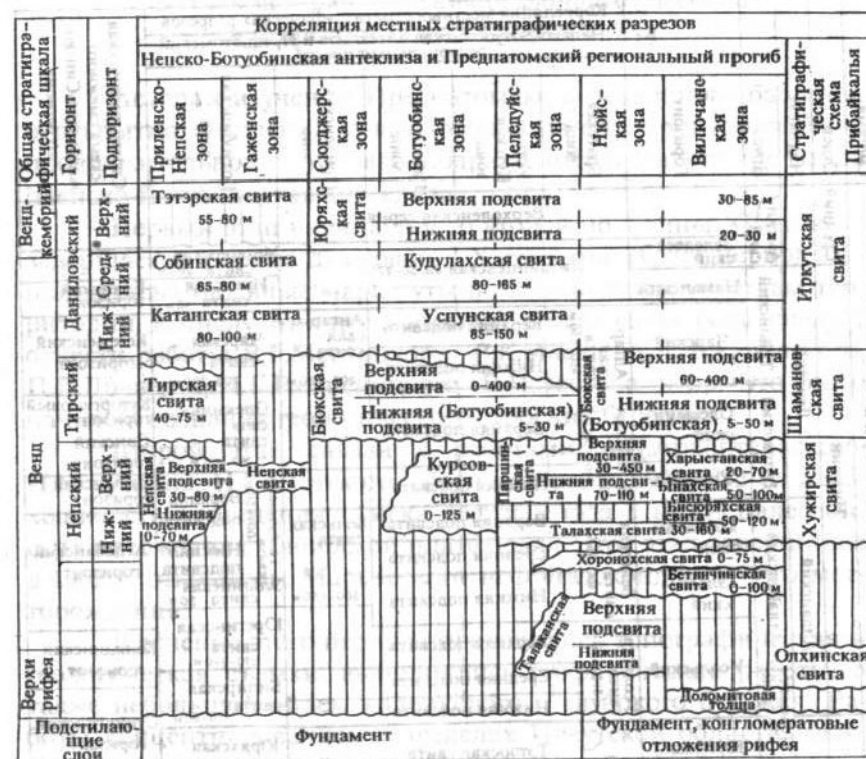


Рис.3. Региональная стратиграфическая схема верхнепротерозойских отложений Предпатомского осадочного бассейна [Решения..., 1989].

на юго-восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы.

Силурийские карбонатные преимущественно известняковые образования распространены лишь в северо-восточной окраинной части Предпатомского прогиба, в Нюйско-Джербинской и Березовской впадинах. Мощность их достигает 0,1 км.

Каменноугольная и пермская системы представлены терригенными отложениями, повсеместно осложненными интрузивными магматическими телами как секущими, так и пластовыми. Они развиты только на северо-западном склоне Непско-Ботубинской антеклизы и имеют мощность от 0,1 до 0,4 км.

Система	Отдел	Надъярус	Ярус	Горизонт	Корреляция местных стратиграфических разрезов Непско-Ботуобинская антеклиза и Предпатомский региональный прогиб						Стратиграфическая схема смежного Анабарско-Синско- го региона		
					Братская зона	Усть- Кутская зона	Гажинская зона	Приленская зона	Ботуобинская зона				
					Верхоленская серия								
Кембрий	Средний	Ленский	Амгин- ский	Зелеев- ский	Литвинцевская св. 50-270 м					Метеерская свита 260 м	Еланский горизонт		
				Наманский						Ичерская свита 40 м			
			Тойонский	Чарский	Ангар- ская свита 450-550 м	Верхняя подсвита	Ангар- ская свита 200-300 м	Чарская свита 200-300 м	Кегемский горизонт				
				Олекмин- ский	Верхняя подсвита			Олекмин- ская свита 80-100 м		Куторгиновы горизонт			
			Ботомский	Урицкий	Булайская свита 100-140 м	Нижняя подсвита	Бельская свита 500-550 м	Верхняя подсвита	Тарынский горизонт		Атдабанский горизонт		
				Толбачан- ский	Верхняя подсвита			Нижняя подсвита					
	Нижний	Алданский	Атдабанский	Эльгян- ский	Бельская свита 400-550 м	Средняя подсвита	Юрегинская свита 210-240 м	Нижняя подсвита Эльгянская свита 50 м	Кенядинский горизонт				
				Усольский	Верхняя подсвита			Билирская свита 70-80 м		Суннагинский горизонт			
			Цомот- ский	Юряхский	Тэтэрская свита			Юряхская свита 60-70 м					
			V-ε										

Рис.4. Региональная стратиграфическая схема нижнекембрийских отложений Предпатомского осадочного бассейна [Решения..., 1989].

Туфогенно-осадочные триасовые образования распространены в том же районе, что и верхненепалеозойские подстилающие отложения. Мощность их изменяется от 0,1 до 0,2 км. Завершают осадочный чехол рассматриваемого бассейна юрские терригенные образования, развитые в северной его части. Мощность отложений обычно составляет 0,1-0,2 км.

Структурные планы вышеописанных осадочных образований отражают сложную тектоническую историю развития и значительно дифференцированы по латерали и разрезу.

Краткая история изучения осадочного бассейна и открытия залежей нефти и газа

История изучения Предпатомского осадочного бассейна и открытия скоплений углеводородов на его территории была продолжительной и условно подразделяется на четыре этапа [Непско-Ботуобинская антеклизы..., 1986].

Первый этап начинается со второй половины XIX века и завершается в конце 20-х годов XX столетия. В этот период выполнялись отдельные маршруты по обнаженным участкам территории. К числу этих исследований в первую очередь следует отнести работы В.Г.Меглицкого, Р.К.Маака, А.Л.Чекановского, П.Л.Драверта, А.Г.Ржонсницкого, В.Н.Зверева и др. Это было началом познания геологического строения бассейна.

Второй этап связан с работами А.Д.Архангельского, И.М.Губкина, Н.С.Шатского, обосновавших в 1928-1932 гг. необходимость проведения поиска нефти и газа в нижнепалеозойских отложениях Сибирской платформы. Этот этап завершился в 1962 г. открытием Марковского нефтегазоконденсатного месторождения.

В течение этого периода проводились топографическая и геологическая съемки, выполнялись геофизические работы, а также небольшой объем колонкового и глубокого бурения. Работы концентрировались в пределах Иркутской области, главным образом, в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Как крупный самостоятельный объект поисково-разведочных работ эта антеклиза тогда не выделялась. В результате были получены новые важные сведения по стратиграфии, литологии, тектонике, геохимии и перспективам нефтегазоносности осадочных образований. Несмотря на различия во взглядах, большинство специалистов перспективы нефтегазоносности кембрийских отложений оценивали достаточно высоко. В 1960 г. А.А.Трофимук эту территорию выделил в качестве первоочередного объекта нефтепоисковых работ [Геология..., 1981].

В 1961 г. в соответствии с планом работ, предложенным В.Г.Васильевым, Г.Л.Гришиным, И.П.Карасевым и др., начато бурение Марковской опорной скважины, в которой получен мощный приток нефти из осинского горизонта нижнего кем-

брия, доказавший, что отложения в южной части Непско-Ботубинской антеклизы весьма перспективны для поисков залежей нефти и газа.

С 1962 по 1976 гг. (третий этап) интенсивно изучалась нефтегазоносность Непско-Ботубинской антеклизы, создавались новые производственные организации (Иркутская геологосъемочная, Марковская геофизическая, Ленская и Усть-Кутская нефтегазоразведочные, Якутская геофизическая экспедиции и др.) для проведения геофизических и буровых работ, объемы которых существенно возросли. В этот период основным объектом нефтепоисковых работ оставался Приленский район, где наряду с разведкой Марковского месторождения осуществлялось поисковое бурение на ряде площадей. Это позволило получить притоки нефти и газа и зафиксировать значительные нефте- и газопроявления на Криволукской, Южно-Усть-Кутской, Усть-Кутской, Потаповской и других площадях. Одновременно были начаты региональные геофизические работы, а также параметрическое и поисковое бурение в более северных районах, что привело в 1970 г. к открытию Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

В середине 60-х годов геолого-геофизические работы на нефть и газ были начаты и в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы на территории Якутии. Здесь проведены региональные геологическая, гравиметрическая и аэромагнитная съемки, выполнены определенные объемы электро- и сейсморазведочных работ. В 1969 г. начато бурение первой на этой территории параметрической скважины - Среднеботубинской, открывшей в 1970 г. одноименное месторождение. Впоследствии (1975 г.) здесь открыто Верхневилучанское месторождение.

Данные геолого-геофизических работ подтвердили высокие перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийских отложений исследуемой территории. Они позволили выделить такие крупные положительные структуры как Усть-Кутское поднятие, Непский свод, Ботубинскую седловину.

В 1976 г. начался четвертый этап развития нефтепоисковых работ на исследуемой территории, этап создания сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности. Он знаменуется выделением Непско-Ботубинской антеклизы и одноименной

нефтегазоносной области как единого крупного объекта поисков залежей нефти и газа в отложениях венда и нижнего кембрия и открытием скоплений углеводородов в этих образованиях на территории Предпатомского прогиба [Геология..., 1981; Kontorovich et al., 1990]. В это же время в пределах Байкало-Патомского нагорья выделена предполагавшаяся ранее зона шарьяжных перекрытий и выполнена предварительная оценка перспектив нефтегазоносности автохтонных образований.

С этим связано резкое увеличение объема геофизических и буровых работ, охвативших большую часть территории Непско-Ботубинской антеклизы и отдельные районы Предпатомского прогиба (преимущественно Березовская впадина). В результате открыта большая группа месторождений нефти и газа: Вилуйско-Джербинское, Верхнечонское, Даниловское (1977); Тас-Юряхское, Хотого-Мурбайское (1978); Дулисьминское (1980); Иреляхское (1981); Кэдэргинское, Пилюдинское (1983); Иктехское, Талаканское (1984); Таранское, Маччобинское (1985); Бысахтахское (1987); Нелбинское, Чаяндинское (1989) и Тымпучиканское (1990).

Предпатомский осадочный бассейн на 01.01.1994 г. - наиболее изученная территория Сибирской платформы. В его пределах пробурено 1070 глубоких скважин, в том числе 122 опорных и параметрических и 948 поисковых и разведочных с объемом бурения 2297 тыс.м, из них 247 тыс.м опорного и параметрического и 2050 тыс.м поискового и разведочного. Проведены значительные объемы геофизических работ. Основные геолого-разведочные работы (95-97 %) выполнены на территории Непско-Ботубинской антеклизы, незначительные - в пределах Предпатомского прогиба, а зона шарьяжных перекрытий до настоящего времени практически не изучена геофизическими работами и бурением.

Всего в пределах осадочного бассейна подготовлено 115 нефтепоисковых объектов, открыто 27 месторождений, содержащих 60 залежей. Восемь из них: Ярактинское, Дулисьминское, Верхнечонское, Чаяндинское, Талаканское, Тас-Юряхское, Среднеботубинское и Верхневилучанское относятся к разряду крупных. Изученность глубоким бурением территории осадочного бассейна составляет 4,47 м/км², в том числе Непско-

Ботубинской нефтегазоносной области (НГО) - $6,70 \text{ м/км}^2$, Предпатомской НГО - $0,57 \text{ м/км}^2$.

Важный вклад в организацию и проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ на территории Предпатомского бассейна внесли специалисты государственных геологических предприятий (ГГП) "ВостСибнефтегазгеология", "Иркутскгеофизика" и "Ленанефтегазгеология".

В научном анализе геолого-геофизических материалов, обосновании направлений и методики геолого-разведочных работ в разные годы активно участвовали специалисты СНИИГГиМСа, ОИГГМ СО РАН, ИГ ЯФ СО РАН, ВостСибНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ВНИИГАЗ, ГГП "ВостСибнефтегазгеология", "Иркутскгеофизика", "Ленанефтегазгеология" и других организаций.

Условия заложения осадочного бассейна и основные этапы его развития

Предпатомский осадочный бассейн располагается в южной части Евразийской литосферной плиты, вблизи ее стыка с Амурской и Тибетской микроплитами (рис.5). В результате динамического взаимодействия Амурской микроплиты с жестким краем Сибирского кратона возникли системы разломов и зоны интенсивной складчатости Байкало-Патомского нагорья преимущественно покровно-надвиговой природы. Обусловленные



Рис.5. Тектоническое положение Предпатомского осадочного бассейна относительно литосферных плит (по В.П.Гаврилову [1986]):

1 - границы литосферных плит (I - Евразийская, II - Северо-Американская, III - Тихоокеанская, IV - Индо-Австралийская); 2 - границы микроплит (А - Амурская, Б - Тибетская, В - Китайская, Г - Охотоморская); 3 - Предпатомский осадочный бассейн.

этими процессами горизонтальные напряжения распространялись в пределы Предпатомского прогиба и на прилегающие участки Непско-Ботубинской антеклизы, где они реализовались в форме бескорневых складчато-разрывных структур, связанных с послойными срывами по пластичным галогенным породам [Khain et al., 1991].

В современных контурах Предпатомский осадочный бассейн сформировался в постмезозойское время. История его заложения и развития была длительной и сложной. После консолидации фундамента, завершившейся в раннем протерозое, выделяется несколько этапов формирования осадочного бассейна [Мегакомплексы..., 1987].

Рифейский этап отвечает начальной стадии развития бассейна. Осадконакопление началось в раннем рифее в палеопротекте, вероятно, рифтовой природы, располагавшемся на территории современного Байкало-Патомского нагорья, где формировались преимущественно терригенные образования тепторгинской серии.

В среднем рифее область седиментации расширилась и охватила почти весь Предпатомский прогиб и частично смежную территорию антеклизы. Кроме того, в область осадконакопления были вовлечены также северо-западный и северо-восточный окраинные участки бассейна (рис.6). В этот период фиксируется смена преимущественно терригенных формаций на карбонатно-терригенные и терригенно-карбонатные (баллаганакская и дальнетайгинская серии), причем наиболее карбонатные отложения отмечаются в восточной части бассейна. В поздне-рифейскую (жуинскую) эпоху в области седиментации, контуры которой, предположительно, не изменились, накапливались отложения карбонатных фаций. В целом в рифейский этап наибольшее прогибание испытала северо-восточная часть Предпатомского регионального прогиба и смежная территория обрамления, где за этот период накопилось свыше 7 км осадков терригенно-карбонатного состава. На остальной территории прогибание было незначительным (до 1 км). Для рифейской истории характерны перерывы в осадконакоплении, из которых наиболее длительные были после завершения формирования тепторгинской и баллаганакской серий [Решения..., 1983; Surkov, 1991].

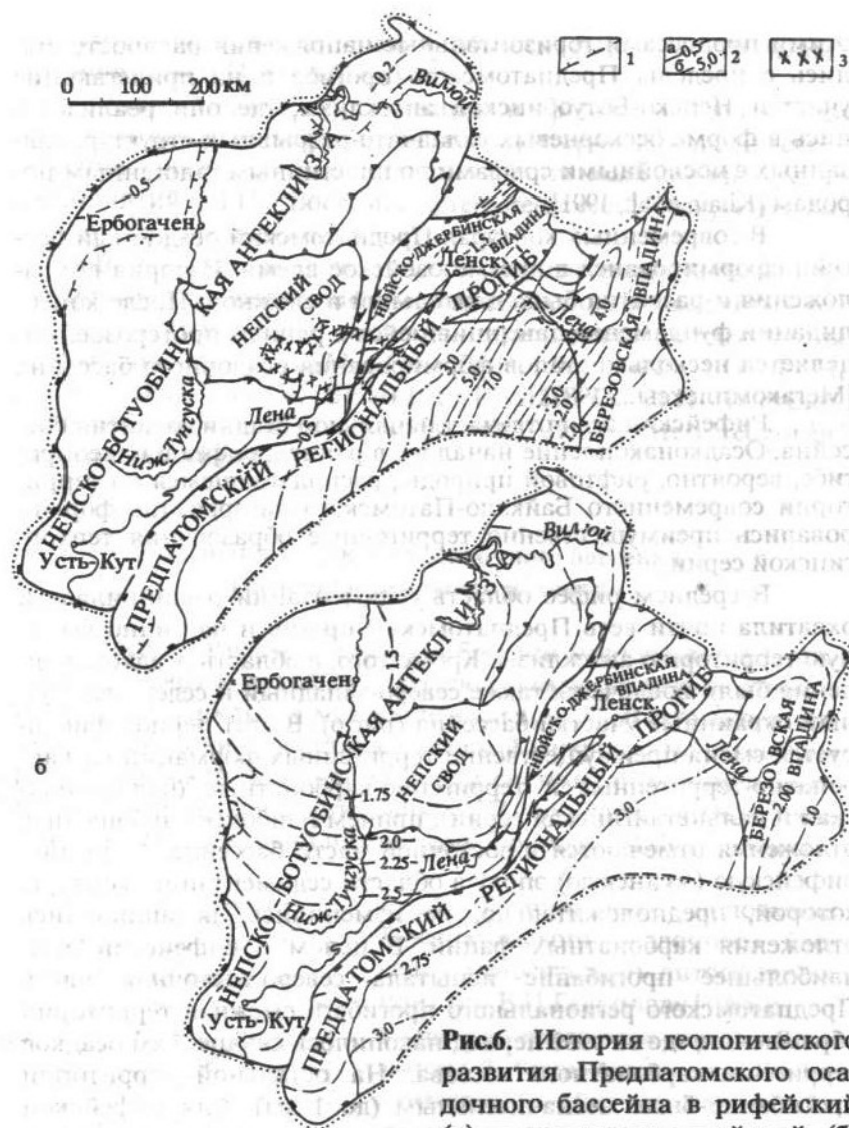


Рис.6. История геологического развития Предпатомского осадочного бассейна в рифейский (а) и вендско-силурийский (б) периоды:

1 - граница распространения отложений, 2 - изопахиты (км): а - уверенные, б - предполагаемые, 3 - границы грабенообразной структуры. Остальные усл. обозн. см. на рис.1.

Имеется также представление, что в рифейский этап осадконакоплением был охвачен весь Предпатомский бассейн. Зафиксированное скважинами отсутствие рифейских отложений в пределах Непско-Ботубобинской антеклизы объясняется "запечатыванием" их на больших глубинах надвинутыми пластинами фундамента [Геолого-геохимические условия..., 1989].

В раннем и среднем венде осадконакопление возобновилось и с перерывами продолжалось в течение нескольких подэтапов (рис.7,8) до силура включительно.

В начале вендской эпохи в прогибание вступила наиболее прогнутая северо-восточная часть Предпатомского регионального прогиба и смежная территория современного Байкало-Патомского нагорья, в которых накапливались наиболее древние терригенные осадки (отложения бетинчинской и хоронохской свит, а также их возрастные аналоги). Они слагают вилучанский песчаный продуктивный горизонт (пласт B_{14}) [Непско-Ботубобинская антеклиз..., 1986]. В ранненепское время бассейн седиментации постепенно расширяется в северо-западном направлении к центральным районам Сибирской платформы, осадконакопление охватывает всю территорию Предпатомского прогиба и смежные наиболее прогнутые участки склонов Непско-Ботубобинской антеклизы. Вначале накапливаются базальные песчаные отложения (пласт B_{13}), которые затем перекрываются глинистыми осадками (образования нижненепской подсвиты и ее стратиграфические аналоги). В поздненепское время происходит дальнейшее постепенное расширение бассейна седиментации и область осадконакопления охватывает всю территорию. Лишь северо-восточное окончание Непско-Ботубобинской антеклизы по-прежнему оставалось сушей. Как и ранее, сначала накапливались базальные песчаные фации (пласт B_{10}), затем перекрывающие их глины.

Поздневендская эпоха характеризуется вступлением в седиментацию всей территории бассейна. В начале (в тирское время) в его пределах накапливались разнофациальные толщи: терригенно-сульфатно-карбонатные (Приленский район), терригенно-карбонатные (Ботубобинский район), глинисто-карбонатные (северо-восточная часть антеклизы) и солёносно-карбо-

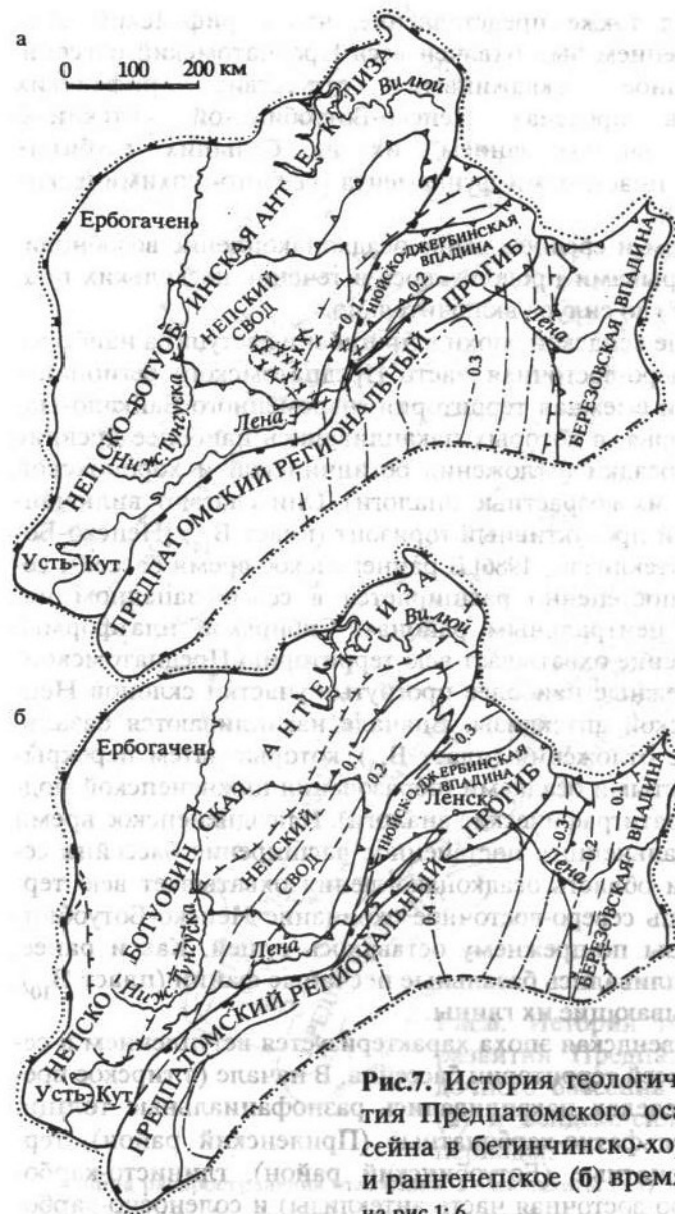


Рис.7. История геологического развития Предпатомского осадочного бассейна в бетинчинско-хоронохское (а) и ранненепское (б) время. Усл. обозн. см. на рис.1; 6.

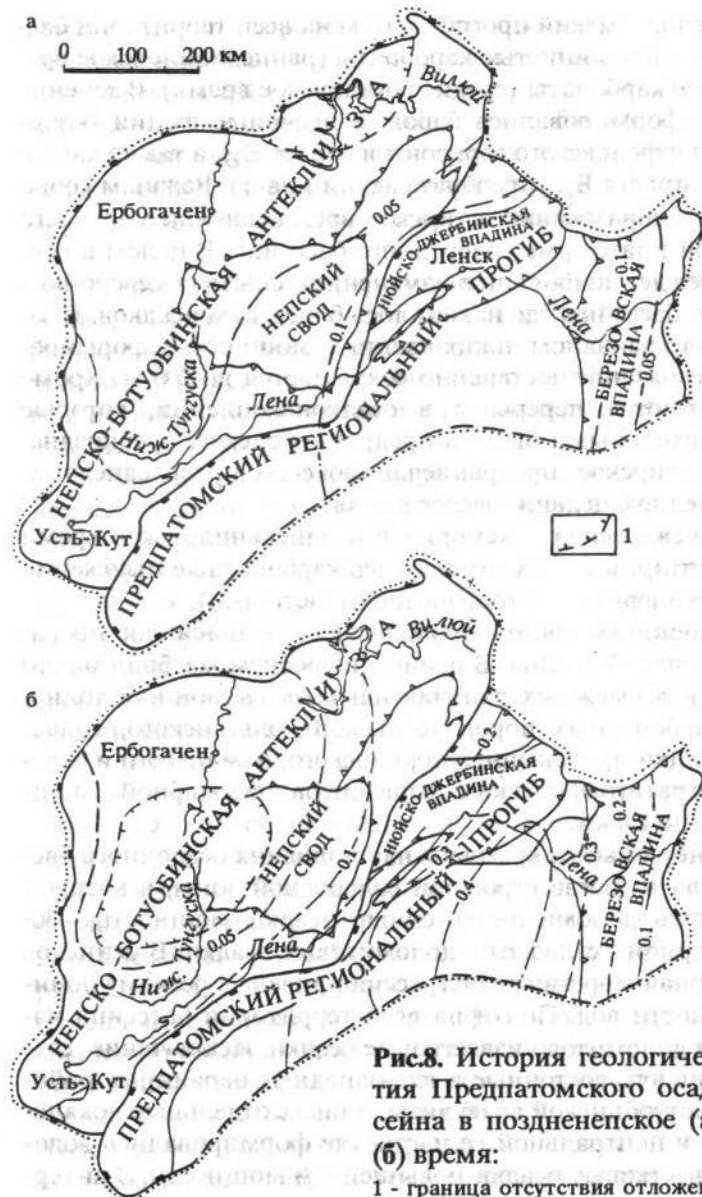


Рис.8. История геологического развития Предпатомского осадочного бассейна в поздненепское (а) и тирское (б) время: 1 - граница отсутствия отложений. Усл. обозн. см. на рис.1; 6.

натные (Предпатомский прогиб). Затем на всей территории бассейна осаждались глинистые карбонаты (раннеданиловское время), а позднее карбонаты (среднеданиловское время). В течение этой эпохи сформировались баровые песчаные фации ботубинского и парфеновского горизонтов (пласт B_5), а также карбонатные илы пласта B_{12} (преображенский пласт). Важным событием явилось образование в тирское время наиболее древнего на Сибирской платформе солеродного бассейна. В целом в венде, как и прежде, наибольшее изменение испытала северо-восточная часть бассейна, где накопилось более 1 км осадков. В западном и юго-западном направлениях мощность сформировавшихся отложений постепенно сокращается до 200 м. Кроме того, фиксируются перерывы в осадконакоплении, которые наиболее длительными были в предранненепское, предпоздне-непское, предтирское, предраннеданиловское, предсреднеданиловское и предпозднеданиловское время.

На рубеже венды и кембрия в позднеданиловское время на всей территории ОБ накапливались карбонатные отложения усть-кутского и юряхского горизонтов (пласты B_{3-5}).

В кембрийскую эпоху продолжалось интенсивное прогибание осадочного бассейна. В раннем и среднем кембрии на его территории и в смежных районах накопилась мощная толща галогенно-карбонатных пород усольского, эльганского, толбачанского, урицкого, олекминского, чарского, наманского и зеледеевского стратиграфических горизонтов суммарной мощностью от 1,3 до 2,0 км.

В раннеусольское время южная половина осадочного бассейна входила в состав огромной солеродной зоны, в которой формировались доломито-галогенные осадки мощностью 30-80 м, а в северной - сульфатно-доломитовые осадки. В осинское время обширная морская трансгрессия привела к резкому понижению солености вод. Почти на всей территории бассейна накапливаются доломитово-известковые осадки. Исключение составляют лишь юго-восточные и юго-западные окраинные районы Непско-Ботубинской антеклизы, а также отдельные локальные участки в центральной ее части, где формировались водорослевые известковые осадки повышенной мощности. Эти территории развития рифоподобных построек окаймлялись неком-

пенсированными прогибами, в которых в осинское время накопились минимальные мощности осадков [Непско-Ботубинская антеклиза..., 1980]. В послеосинское время фиксируется максимальное распространение солеродного бассейна. Затем эвапоритовая зона начала последовательно уменьшаться за счет поступления вод нормальной солености из бассейна открытого моря, располагавшегося к северо-востоку от осадочного бассейна.

Трансгрессия моря, начавшаяся в конце усольского времени, достигла максимума в раннетолбачанское, когда формировались в основном доломитовые и известковые образования христофоровского и атовского перспективных горизонтов. В поздне-толбачанское время накапливались соленосно-карбонатные отложения.

Новая трансгрессия моря в урицкое и олекминское время привела к резкому уменьшению солености вод. Условия осадконакопления выравниваются, преобладает отложение доломитов с примесью сульфатов. В северной половине ОБ преобладает доломитово-известняковый тип отложений. В конце олекминского времени в центральной части Непско-Ботубинской антеклизы заложился крупный некомпенсированный прогиб, окончательно сформировавшийся позднее [Непско-Ботубинская антеклиза..., 1986].

В раннечарское время продолжается развитие отмеченного некомпенсированного прогиба. В его пределах осадки практически не отлагались. В других районах ОБ шла седиментация преимущественно доломитовых илов. Их мощности изменяются от 30 (северо-восток) до 120 м (юго-запад). В позднечарское время значительно расширяются контуры солеродного бассейна, который охватил всю рассматриваемую территорию. В нижней части разреза преобладали галогенные осадки, наибольшие мощности которых фиксируются в отмеченных некомпенсированных прогибах, нивелируя их. Затем чередовались этапы отложения галогенных и карбонатных осадков. Количество соли в них составляет 50-70 %, а на юге бассейна соленасыщенность отложений превышает 70 %. В наманское и зеледеевское время завершается отложение солей в разрезе кембрия.

Следовательно, солеродный бассейн в пределах рассматриваемой территории существовал в отдельные отрезки времени с конца венда до среднего кембрия включительно. Распределение мощностей сформировавшихся отложений было подобно нижележащим вендским отложениям, что свидетельствует об унаследованном развитии осадочного бассейна в ранне- и среднекембрийскую эпохи.

После предверхоленского перерыва начинается следующий, позднекембрийско-раннеордовикский подэтап седиментации, в ходе которого повсеместно накопилось 250-600 м красноцветных мергелей верхоленской свиты, 40-80 м терригенно-карбонатных отложений илгинской свиты верхнего кембрия и от нескольких до 200 м карбонатно-терригенных пород усть-кутской свиты нижнего ордовика. Общая мощность отложений достигает 650 м.

Среднеордовикско-силурийский подэтап начался после предкриволуцкого перерыва. Для него характерно замедление прогибания осадочного бассейна и сокращение области седиментации. В среднем и позднем ордовике в юго-западной и северо-восточной частях бассейна сформировались терригенные, в основном глинистые, отложения криволуцкой, чертовской и макаровской свит. Силурийские карбонатные образования отлагались в окраинных северо-восточных участках бассейна.

Таким образом, в вендско-силурийский этап сформировалась основная часть осадочного чехла бассейна, наибольшее прогибание (от 2,7 до 3,5 км) испытала территория Предпатомского прогиба, тогда как в Непско-Ботубинской антеклизе (НБА) оно составило от 1,4 до 2,7 км, причем минимальные его значения фиксируются в северо-западной части структуры.

В девонско-раннекаменноугольный период исследуемый осадочный бассейн испытал преимущественно дифференцированные движения, с проявлениями траппового и кимберлитового магматизма. На северо-востоке антеклизы его территория, по-видимому, была сушей, откуда шел снос ранее накопившихся пород.

Среднекаменноугольно-триасовый этап характеризуется высокой тектономагматической активностью на всей территории Сибирской платформы. В это время идет заложение и раз-

витие Тунгусской синеклизы [Геология..., 1981], юго-восточный борт которой наложился на северо-западную часть рассматриваемого осадочного бассейна, и она испытала длительное прогибание. Здесь накопилось более 500 м терригенных угленосных отложений. Остальная, большая часть, ОБ оставалась сушей. Произошло внедрение основных масс пластовых интрузий долеритового состава в палеозойские образования.

Следовательно, если ранее областью прогибания и накопления осадков была в основном юго-восточная часть бассейна, то в среднекаменноугольно-триасовый период осадки отлагались лишь в северо-западной части ОБ, входящей в состав Тунгусской синеклизы (рис.9).

В юрско-меловой этап осадконакопление на территории рассматриваемого осадочного бассейна завершилось. Область седиментации была несколько больше, чем в предшествующий период и занимала не только северо-западную часть, но и северо-восточные участки бассейна, где накопилось до 200 м континентальных терригенных отложений.

В последующий, новейший этап Предпатомский ОБ представлял собой область сноса, а на современном этапе - область выщелачивания солей из нижнекембрийских толщ [Непско-Ботубинская антеклиза..., 1986]. Он испытал существенные тектонические подвижки, которые привели к интенсивному дифференцированному воздыманию территории и охватили смежную Байкало-Патомскую складчатую область.

В соответствии с названными крупными этапами заложения и развития Предпатомского ОБ в накопившихся осадочных образованиях выделяются следующие структурно-формационные комплексы: рифейский, вендско-силурийский, среднекаменноугольно-триасовый и юрско-меловой. Они слагают осадочный чехол, которым перекрыт кристаллический фундамент. Ниже приведена краткая характеристика современных структурных планов поверхности фундамента, различных горизонтов осадочного чехла Предпатомского ОБ и история их формирования.

а

0 100 200 км

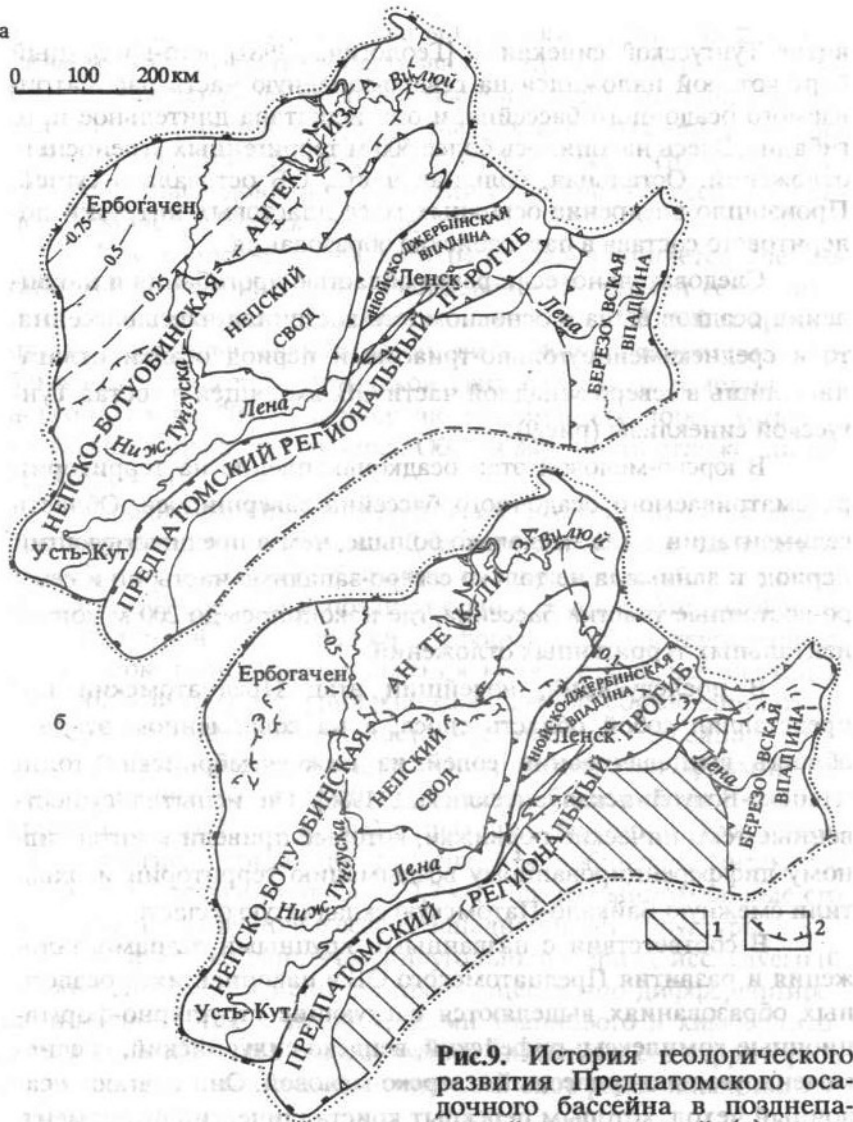


Рис.9. История геологического развития Предпатомского осадочного бассейна в позднепалеозойско-триасовый (а) и мезозойско-кайнозойский (б) периоды:

1 - зона шарьяжных перекрытий, 2 - граница отсутствия отложений. Остальные усл. обозн. см. на рис.1; 6.

Внутренняя структура осадочного бассейна. Роль кон- и постседиментационных деформаций

Согласно структурным построениям на территории Предпатомского ОБ выделяются две крупнейшие структуры: Непско-Ботуобинская антеклизы и Предпатомский прогиб, осложненные пликативными структурами разных порядков и разрывными нарушениями. Зона шарьяжных перекрытий, по-видимому, представляет наиболее прогнутую часть бассейна. Существует точка зрения, что подобные образования также широко развиты на территории Непско-Ботуобинской антеклизы [Геолого-геохимические условия..., 1989].

Непско-Ботуобинская антеклизы, по современным представлениям, имеет асимметричную форму, протягивается в северо-восточном направлении на расстояние около 1000 км, при ширине от 150 до 450 км и имеет площадь 300 тыс. км². Амплитуда по поверхности фундамента, а в наиболее прогнутых юго-восточных окраинных участках по кровле рифейского комплекса - 1,2-1,5 км. Наиболее широко развиты отложения вендско-силурийского комплекса, составляющего основную часть осадочного чехла (рис.10). В сокращенных объемах и на ограниченных участках развиты породы рифейского, среднекаменноугольно-триасового и юрско-мелового комплексов. Достаточно контрастна Непско-Ботуобинская антеклизы и по нижним горизонтам осадочного чехла, где ее амплитуда составляет 0,6-0,8 км. По средним и верхним горизонтам она раскрывается в юго-восточном направлении.

На территории этой антеклизы выявлены две структуры первого порядка - Непский свод и Мирнинский выступ, четыре структуры второго порядка - Усть-Кутский и Тэтэрский валы, Верхнечонское и Пеледуйское куполовидные поднятия и ряд локальных положительных структур (см. рис.1).

Непский свод занимает центральную, наиболее приподнятую часть антеклизы и имеет форму овала, осложненного на отдельных участках структурными мысами и заливами. Размеры его 270x125 км, амплитуда около 250 м. Вверх по разрезу отмечается постепенное выполаживание свода. Он осложнен Верхнечонским и Пеледуйским куполовидными поднятиями.

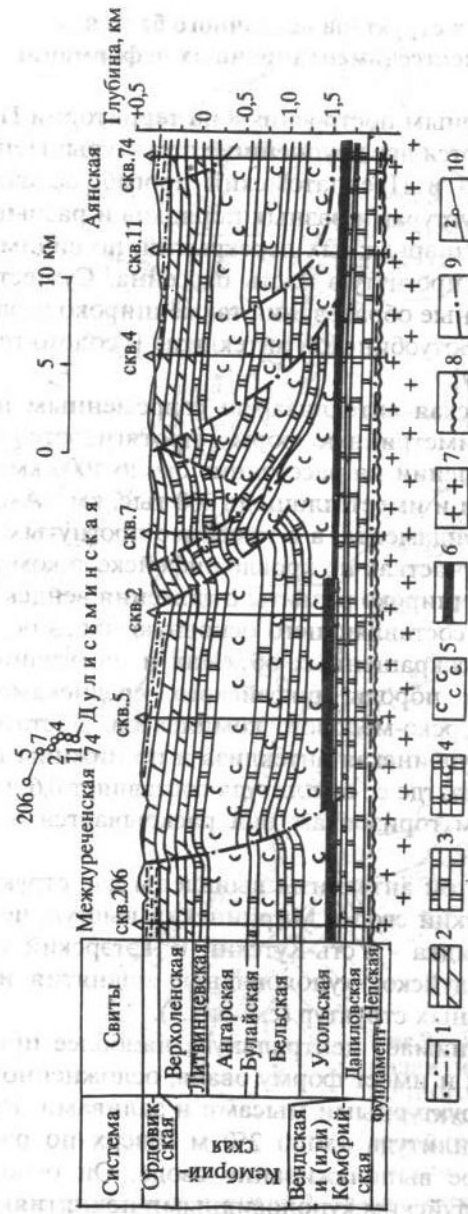


Рис.10. Геологический разрез через Междуреченскую, Дулисыминскую и Аянскую площади юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы:

1-7 - породы: 1 - терригенные, 2 - терригенно-карбонатные, 3 - карбонатные, 4 - карбонатные с выщелоченными солями, 5 - преимущественно галогенные, 6 - долериты, 7 - породы фундамента; 8 - перерывы в осадконакоплении; 9 - локальные структуры; 10 - сбросы.

Мирнинский выступ расположен к северо-востоку от Непского свода и протягивается в северо-восточном направлении на 200 км при ширине 110 км. У его основания подошва вендско-силурийского комплекса залегает на глубине около 1,6 км, погружаясь к северо-востоку на 0,5 км и образуя ряд террас, осложненных локальными структурами.

В юго-западной периклинальной части Непско-Ботубинской антеклизы закартирован Усть-Кутский вал, который вытянут в северо-западном направлении. Размеры его 90x25 км, амплитуда 40 м.

На северо-западном склоне антеклизы сейсморазведочными работами выявлен Тэтэрский вал, однако бурением он проверен не полностью. Из-за весьма сложных сейсмогеологических условий его размеры и конфигурацию (см. рис.1) следует считать предварительными.

Предпатомский прогиб расположен к юго-востоку от Непско-Ботубинской антеклизы и отделяет последнюю от Байкало-Патомской области и Алданской антеклизы. Протяженность прогиба превышает 1250 км, средняя ширина около 100 км, площадь около 130 км². В состав этой отрицательной структуры следует включить автохтонную часть прогнозируемой зоны шарьяжных перекрытий, по предварительным данным составляющую около 70 тыс. км². Учитывая весьма сложное строение прогиба и низкую степень изученности, его характеристику необходимо рассматривать как предварительную.

Рассматриваемый прогиб характеризуется достаточно контрастным рельефом эрозионно-тектонической поверхности фундамента. Ее абсолютные отметки изменяются от 2,5 до 9 км. Наибольшие их значения предполагаются в северо-восточной части прогиба в зоне шарьяжных перекрытий. В северо-западном и западном направлениях глубины залегания поверхности фундамента постепенно уменьшаются и на границе с Непско-Ботубинской антеклизой составляют 2,5-3,0 км. На внутреннем борту прогиба на поверхности фундамента залегают породы рифейского комплекса от 0 до 7 км. Учитывая их значительную мощность, размах рельефа кровли рифейских толщ колеблется от 2 до 3,5 км, т.е. по этой поверхности контрастность прогиба существенно уменьшается (рис.11).

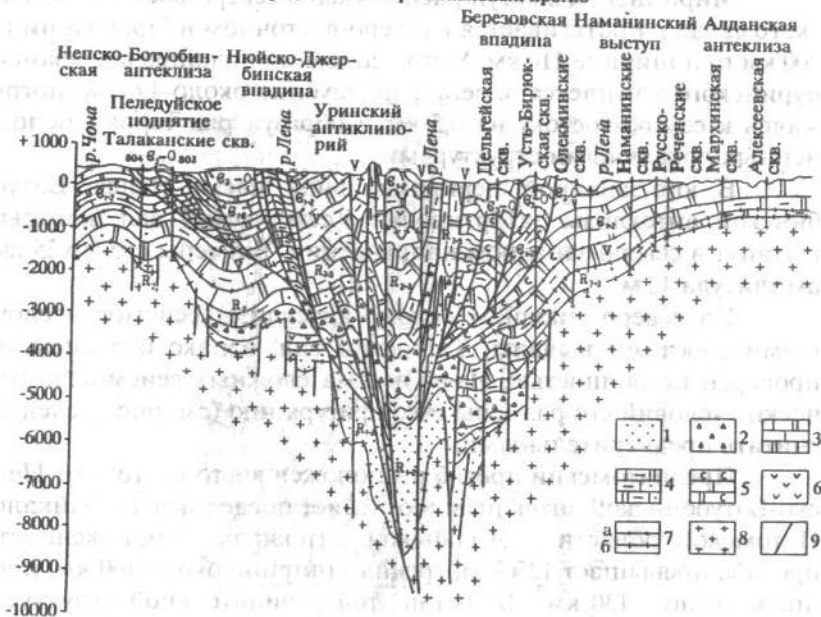


Рис.11. Субширотный геологический разрез рифейско-нижнепалеозойских отложений Предпатомского осадочного бассейна по профилю Пеледуйское поднятие Непско-Ботубинской антеклизы - Алдранская антеклиз:

1-6 - формации: 1 - песчаная нерасчлененная, 2 - доломитовая, 3 - карбонатная, 4 - терригенно-карбонатная, 5 - карбонатно-соленосная, 6 - пирокластическая среднего состава; 7 - геологические границы рифейских (а) и вендско-нижнекембрийских (б) отложений; 8 - кристаллический фундамент; 9 - разломы, 10 - скважины.

На площади Предпатомского прогиба повсеместно распространены отложения вендско-силурийского комплекса. Характер их распределения подобен низзалегавшим образованиям, поэтому контрастность прогиба по кровле этого комплекса становится еще менее значительной. Завершают осадочный чехол в пределах прогиба отложения юрского комплекса, которые развиты только в его северо-восточной части.

На территории Предпатомского прогиба выделены две структуры первого порядка - Березовская и Нюйско-Джербинская впадины.

Березовская впадина расположена в окраинной северо-восточной части прогиба. Она отделяет Алдранскую антеклизу от складчатых сооружений Байкало-Патомского нагорья и является незамкнутой структурой, раскрывающейся в сторону Кемпендуйской впадины, вытянутой в субмеридиональном направлении на 315 км при средней ширине 110 км. Площадь ее превышает 36 тыс. км². Подошвы отложений рифейского и вендско-силурийского комплексов, составляющих основную часть осадочного чехла, залегают на глубине соответственно от 2 до 7 и от 1 до 3,5 км. Соотношение структурных планов различных стратиграфических уровней осадочных образований изучено недостаточно. Согласно имеющимся материалам, отмечается усложнение структурных планов вверх по разрезу и в направлении внутреннего борта впадины.

Нюйско-Джербинская впадина хорошо выражена на геологических картах и подтверждается материалами геофизических работ. Она имеет сложный контур с глубокими заливами у юго-западной центрoклинали и в целом вытянута в северо-восточном направлении на 300 км при средней ширине около 120 км. Площадь ее не более 40 тыс. км². Шарнир впадины погружается на северо-восток в сторону Кемпендуйской впадины. Подошва рифейских отложений на территории впадины погружена на 4-5 км, а вендско-нижнекембрийских - на 2,5-3,0 км.

Дизъюнктивная тектоника Непско-Ботубинской антеклизы и Предпатомского прогиба представлена зонами крупных разломов северо-восточного (Ангара-Вилуйская, Ангара-Алымджинская), северо-северо-восточного (Каймоновская, Вилуйско-Мархинская) и северо-западного (Ербогачено-Чуйская, Таймуро-Ереминская, Бирюкская) простираний. Эти зоны проявляются в основном в строении толщ рифея, венда и реже более верхних горизонтов (трубки взрыва, тела траппов). Разломы субмеридионального простирания (Таймуро-Байкальский, Нижнетунгусский, Ахтарандинский) затрагивают, видимо, только породы фундамента и базальные горизонты чехла. Распределение же конкретных разрывов изучено слабо. Исключение

составляют лишь хорошо разбуренные площади и месторождения нефти и газа, где достоверность выделенных разломов достаточно высокая [Геология..., 1981; Непско-Ботуобинская антеклиз..., 1986].

Кроме вышеотмеченных субвертикальных дизъюнктивных нарушений, предполагается широкое развитие также наклонных и субгоризонтальных разломов, по которым происходило надвигание Байкало-Патомской складчатой области на тело Сибирской платформы. Подобные разломы закартированы отдельными скважинами, пробуренными на территории Предпатомского прогиба и смежной с ним Непско-Ботуобинской антеклизы [Мигурский, Старосельцев, 1983; Шемин, 1989]. В целом же этот вид дизъюнктивной тектоники изучен недостаточно. Тем не менее, некоторые исследователи считают, что субгоризонтальные блоковые подвижки преобладали на территории рассматриваемого осадочного бассейна [Геолого-геохимические условия..., 1989].

Охарактеризованные выше современные структурные планы Предпатомского осадочного бассейна сформировались за счет проявления как конседиментационных, так и постседиментационных деформаций, играющих важную роль в формировании Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского прогиба.

По современным представлениям Непско-Ботуобинская антеклиза - это в основном постседиментационная положительная структура. К этому же типу относятся осложняющие ее пликативные структуры разных порядков. Такие выводы сделаны на базе ранее выполненных детальных палеотектонических реконструкций [Ефимов, 1982; Непско-Ботуобинская антеклиз..., 1986; Шемин, 1984]. Рассмотрим историю тектонического развития антеклизы.

В венде и раннем кембрии палеоструктурный план Непско-Ботуобинской антеклизы существенно отличался от современного (рис.12,13). В течение этого периода на территории антеклизы развивалась юго-восточная часть крупнейшей положительной структуры - Катангской палеоантеклизы [Туголесов, 1952; Шемин, 1982]. Свод ее охватывал северо-западную часть Непско-Ботуобинской антеклизы и предположительно юго-вос-

ток Курейской синеклизы. Закартированная присводовая часть палеоструктуры распространялась на Кубалахскую, Среднеботуобинскую, Талаканскую, Ербогаченскую, Средненепскую, Даниловскую, Чангильскую, Усть-Непскую, Нижненепскую, Усть-Икскую, Гаженскую и Тэтэрскую площади. Склоны погребенного поднятия выявлены на юго-западном и северо-восточном окончаниях антеклизы, на юго-восточном ее склоне, а также на востоке Катангской седловины. Северо-западный склон палеоструктуры прогнозируется в пределах Курейской синеклизы.

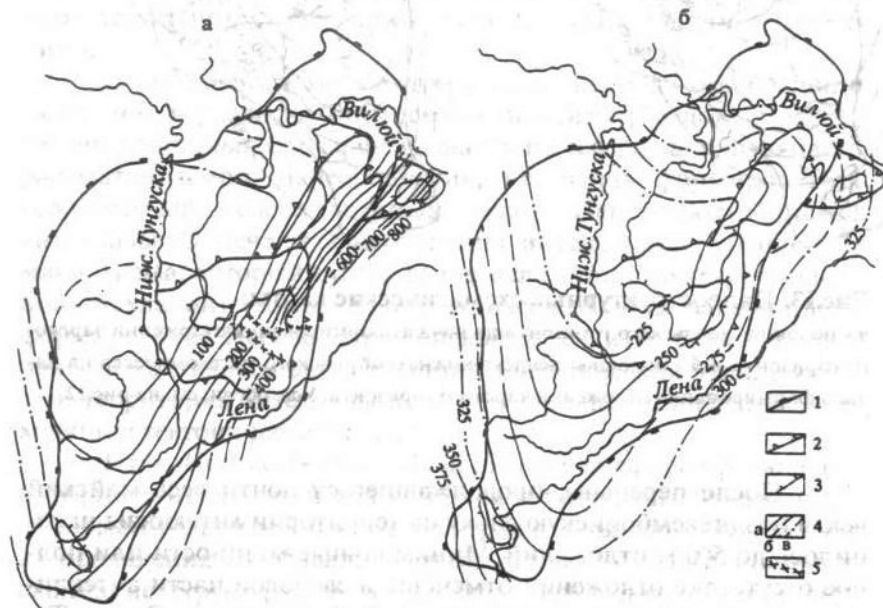


Рис.12. Палеоструктурные схематические карты:

а - подошвы вендско-нижнекембрийского мегакомплекса на начало формирования отложений даниловского горизонта; **б** - подошвы даниловского горизонта на начало формирования отложений усольского горизонта. 1-3 - контуры пликативных структур: 1 - надпорядковых, 2 - первого порядка, 3 - второго порядка; 4 - изопахиты: а - уверенные, б - менее уверенные, в - предполагаемые; 5 - контуры грабена.

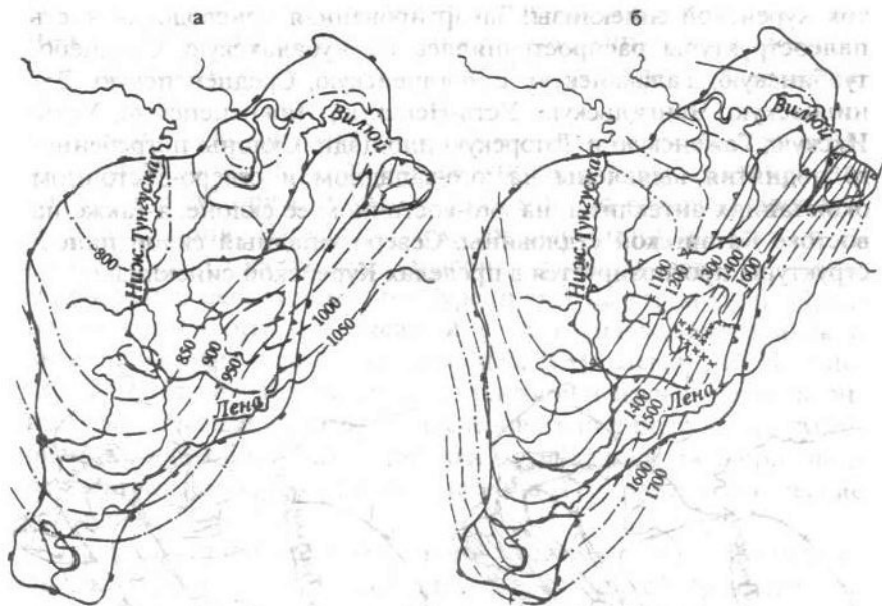


Рис.13. Палеоструктурные схематические карты:

а - подошвы уссурийского горизонта на начало формирования отложений чарского горизонта и б - подошвы вендско-нижнекембрийского мегакомплекса на начало формирования отложений чарского горизонта. Усл. обозн. см. на рис.12.

После перерыва, продолжавшегося почти весь майский век, в позднекембрийскую эпоху на территории антеклизы накопилось до 500 м отложений. Минимальные мощности или полное отсутствие отложений отмечены в сводовой части антеклизы и на ее северо-западном крыле (Ербогаченская, Северо-Тетейская и Тэтэрская площади). Хотя эти отложения не в полной мере отражают историю развития антеклизы, вследствие их посткембрийского размыва, по ним все же можно предполагать, что сводовая часть антеклизы и ее северо-западный склон в верхоленское время были наиболее приподнятыми участками.

В ордовикский и силурийский периоды в пределах Непско-Ботубинской антеклизы продолжали проявляться еще бо-

лее замедленные нисходящие движения. Незначительное развитие сформировавшихся отложений на территории структуры не позволяет сделать достаточно обоснованные выводы о ее тектоническом развитии. Тем не менее, можно предположить, что в рассматриваемый период на территории антеклизы продолжала унаследованно развиваться вышеописанная палеоструктура.

В заключение необходимо отметить, что в девонскую эпоху северо-восточнее антеклизы сформировались Ыгыттинская и Кемпендяйская впадины и Сунтарский свод [Михайлов, Филатов, 1985]. С этими структурами связано образование современных структурных очертаний крайнего северо-востока антеклизы.

В позднепалеозойско-триасовый период происходило заложение и развитие Тунгусской синеклизы [Геология..., 1981]. Ее юго-восточный борт накладывался на северо-западную часть рассматриваемого палеоподнятия, т.е. начал формироваться современный северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы. Отмечаются проявления интенсивного траппового магматизма, который существенно осложнил структуру осадочного чехла антеклизы. В послетриасовый этап завершилось формирование Непско-Ботубинской антеклизы. В этот период наиболее активным был новейший тектонический этап, в который территория антеклизы испытала большеамплитудные восходящие тектонические подвижки.

Итак, Непско-Ботубинская антеклиза сформировалась в результате проявлений как кон-, так и постседиментационных деформаций, причем последние играли большую роль. За счет их проявления образовались северо-восточное периклинальное окончание структуры, ее северо-западный склон, а также вершина (Непский свод). Кроме того, на современную конфигурацию Непско-Ботубинской антеклизы оказали влияние трапповый магматизм и новейшие тектонические подвижки. Следует также отметить, что на осложняющие антеклизу плективные структуры разных порядков основное влияние оказали постседиментационные деформации [Непско-Ботубинская антеклиза..., 1986].

История формирования Предпатомского прогиба недос-

таточно изучена. Предварительные палеотектонические реконструкции свидетельствуют об унаследованном развитии структуры и осложняющих ее Березовской и Нюйско-Джербинской впадин от рифейской эпохи до настоящего времени. Лишь на рубеже силура и девона в результате реализации тангенциальных тектонических напряжений произошло, как предполагается, надвигание Байкало-Патомской складчатой области на юго-восточную часть рассматриваемого прогиба. Этими постседиментационными деформациями структура осадочного чехла прогиба была значительно осложнена (преимущественно надвиговыми дислокациями). В целом же Предпатомский прогиб сформировался в результате проявления преимущественно конседиментационных деформаций.

Зоны нефтегазонакопления и месторождения.

Типы структурных и неструктурных ловушек.

Резервуары и флюидоупоры

Предпатомский ОБ характеризуется большим этажом нефтегазоносности. Однако наиболее перспективны на поиски залежей нефти и газа вендский терригенный и перекрывающий его вендско-кембрийский карбонатный подсолевые комплексы. Эти два стратиграфических уровня - основные объекты нефтепоисковых работ, к ним приурочены все выявленные залежи нефти и газа.

В вендском терригенном комплексе выделены две зоны нефтегазонакопления: Ярактинско-Ботуобинская и Березовская (рис.14). Первая, значительная по размерам, - в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, где она протягивается в виде полосы шириной 70-150 км от Ярактинского месторождения до северо-восточного окончания структуры и включает в себя комплекс песчаных пластов V_{14} (вилочанский), V_{13} (талахский, безымянный, верхнечонский II), V_{10} (хамакинский, марковский, ярактинский, верхнечонский I) и V_5 (ботуобинский, парфеновский), обладающих улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами. К этой зоне приурочены залежи нефти и газа Ярактинского, Аянского, Дулисьминского, Верхнечонского, Тымпу-

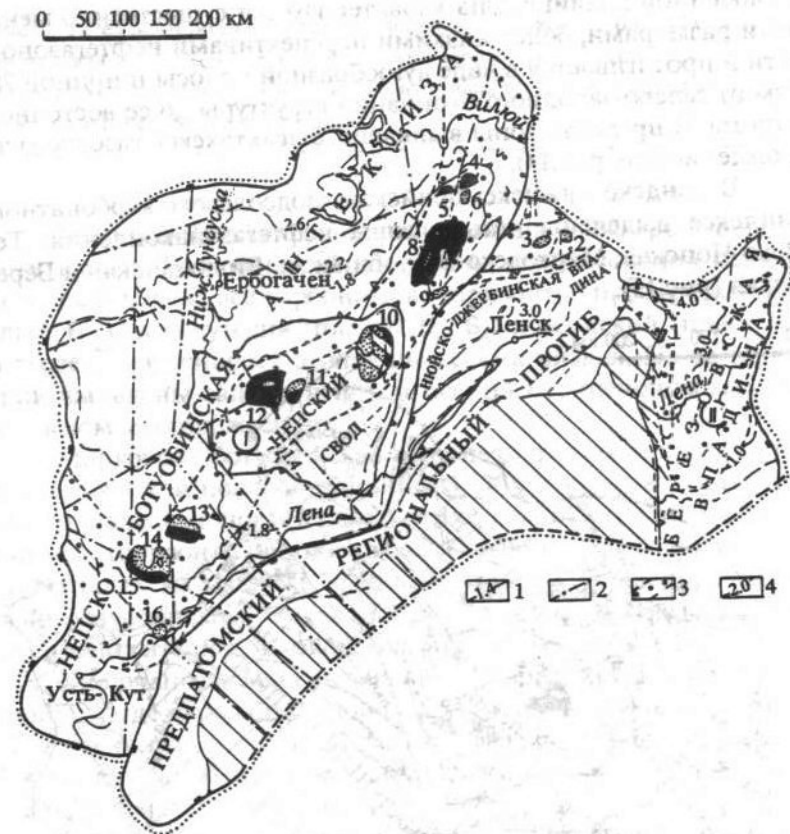


Рис.14. Зоны нефтегазонакопления в терригенных отложениях венда Предпатомского осадочного бассейна:

1 - изогипсы по кровле вендского терригенного комплекса, 2 - разрывные нарушения, 3 - территория зон нефтегазонакопления: I - Ярактинско-Ботуобинской, II - Березовской; 4 - изогипсы по кровле терригенного венда. Остальные усл. обозн. см. на рис.1.

чиканского, Чаяндинского, Среднеботуобинского, Нелбинского, Маччобинского, Иреляхского, Верхневилочанского и Вилуйско-Джербинского месторождений.

Березовская зона нефтегазонакопления расположена в

одноименной впадине. Она характеризуется существенно меньшими размерами, более низкими перспективами нефтегазоносности и протягивается в виде дугообразной полосы шириной 20-50 км от северо-западного окончания структуры до ее восточной границы. В пределах зоны выявлено Бысахтахское газовое месторождение (см. рис.14).

В вендско-нижнекембрийском подсолевом карбонатном комплексе выделены четыре зоны нефтегазонакопления: Тетейско-Чонская, Марковско-Ботуобинская, Вилючанская и Березовская (рис.15).

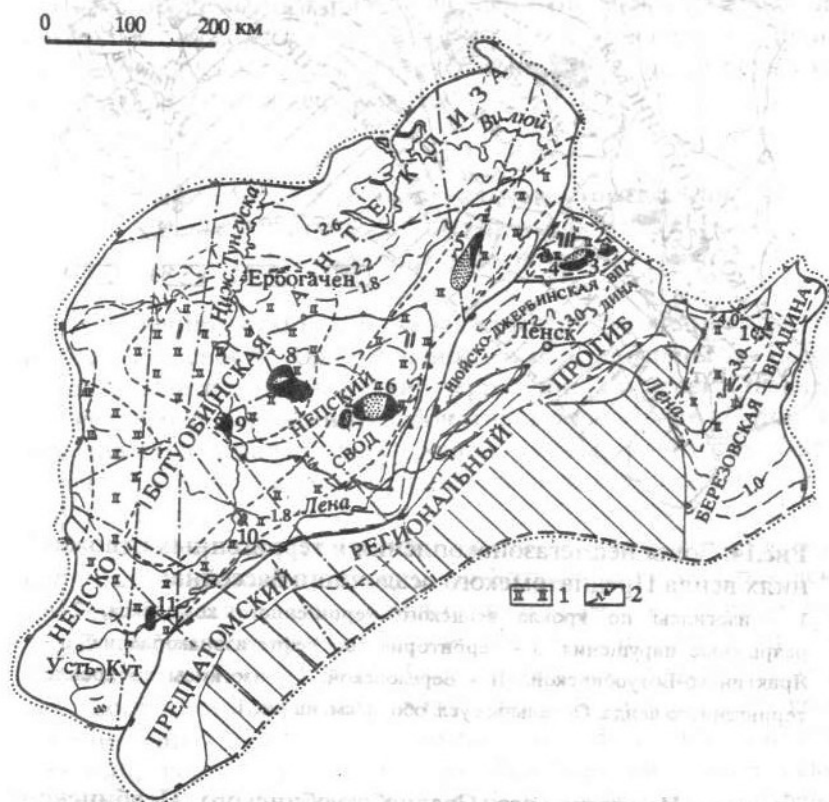


Рис.15. Зоны нефтегазонакопления в отложениях подсолевого вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса Предпатомского осадочного бассейна.

Зоны: I - Тетейско-Чонская нефтенакопления, II - Марковско-Ботуобинская, III - Вилючанская и IV - Березовская нефтегазонакопления. 1 - территория распространения зон нефтегазонакопления, 2 - изогипсы по кровле терригенного венда. Остальные усл. обозн. см. на рис.1.

Тетейско-Чонская зона расположена в северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы, где высокоперспективны на нефть и газ все карбонатные горизонты: преображенский (пласт B_{12}), усть-кутский (пласты B_4, B_5) и осинский (пласт B_1), но степень изученности этой зоны весьма низкая. На ее территории выявлены залежи нефти и газа на Верхнечонском и Даниловском месторождениях.

Марковско-Ботуобинская зона нефтегазонакопления протягивается узкой полосой шириной 30-70 км вдоль восточного и южного палеосклонов Непско-Ботуобинской антеклизы, где в осинском горизонте прогнозируются рифоподобные постройки. В некоторых из них уже выявлены залежи углеводородов на Среднеботуобинском, Талаканском, Таранском, Пилудинском и предположительно Марковском месторождениях.

Вилючанская зона выделена на территории одноименной структуры, где промышленной продуктивностью обладает юряжский горизонт (пласты B_{34}, B_5). В ее пределах выявлены залежи нефти и газа на Иктехском, Вилуюско-Джербинском и Верхневилючанском месторождениях.

И, наконец, Березовская зона нефтегазонакопления находится в северо-западной части одноименной структуры (см. рис.15). В ней прогнозируется нефтегазоносность всего подсолевого карбонатного комплекса. На Кэдэргинском месторождении установлена газовая залежь.

В Предпатомском ОБ выявлены залежи нефти и газа в разных типах ловушек, однако большая их часть приурочена к неантиклинальному типу. Это особенно характерно для южных и центральных районов бассейна, где ведущим в строении неантиклинальных ловушек является литологический фактор. Литологические ловушки фиксируются на участках локального улучшения фильтрационно-емкостных свойств пород и обусловлены фациальным замещением проницаемых пород непрони-

цаемыми. Литологический фактор оказывает существенное влияние на миграцию углеводородов (УВ). Во многих случаях качество коллекторов было удовлетворительным для миграции, и лишь последующие постседиментационные преобразования привели к запечатыванию залежей. Чрезвычайно важна роль этого фактора и в сохранении залежей нефти и газа. Кон- и постседиментационные процессы, сформировавшие неоднородный по физическим характеристикам коллектор, точно также воздействовали и на покрывающие, улучшая или ухудшая их экранирующие свойства.

Менее чем литологический значим в данном регионе как нефтегазоконтролирующий стратиграфический фактор. Он проявился в форме регионального или локального выклинивания продуктивных отложений вследствие их прилегания к воздымающейся поверхности кристаллического фундамента или эрозии.

Тектонический контроль ловушек нефти и газа выразился в экранировании потока УВ плоскостями разломов и в их структурном положении.

Таким образом, большинство неантиклинальных ловушек нефти и газа контролируются литологическим фактором на всей протяженности контура (литологически замкнутые ловушки) или на большей ее части (литологически ограниченные). Кроме того, во многих случаях определенная часть контура ловушки (как правило, наименьшая) контролируется стратиграфическим или тектоническим экраном (рис.16).

Антиклинальные ловушки нефти и газа, открытые на территории Предпатомского бассейна, приурочены главным образом к его северным и северо-восточным районам. В их формировании, помимо структурного контроля, приняли участие также литологический, стратиграфический и тектонический факторы (см. рис.16). В некоторых случаях, по-видимому, им принадлежит определяющая роль, а структурный фактор характеризует лишь пространственную приуроченность ловушки (Среднеботуобинское месторождение, пласт B_1 ; Верхневилучанское, пласт B_6 ; Талаканское, пласт B_{10}).

К отложениям терригенного продуктивного комплекса приурочены в основном пластовые ловушки, в то время как кар-

Типы ловушек			Примеры ловушек			
Структурная приуроченность	Тип резервуара	Контроль контуров	Месторождение	Продуктивный пласт	Вид в плане	Вид в разрезе
НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫЕ	ПЛАСТОВЫЕ	Литологически замкнутые	Даниловское Дулисьминское	B_1, B_4, B_{13} B_{13}		
		Литологически ограниченные	Марковское Верхнечонское Даниловское	B_5 B_{10}, B_1 B_7		
		Литологически ограниченные, стратиграфически экранированные	Ярактинское (а) Дулисьминское (а) Даниловское (а) Верхнечонское (б)	$B_{10} + B_{13}$ B_{10}, B_{13} B_{10}, B_{13} B_{13}		
		Литологически ограниченные, тектонически экранированные	Аянское Верхнечонское	B_3 B_{12}		
АНТИКЛИНАЛЬНЫЕ	МАССИВНЫЕ	Литологически замкнутые	Марковское	B_1		
		Литологически замкнутые	Верхневилучанское Талаканское	B_6 B_{10}		
	ПЛАСТОВЫЕ	Литологически экранированные	Иктехское	B_5		
		Тектонически экранированные	Среднеботуобинское Озерное Хотого-Мурбайское Ирельское Тас-Юрское	B_6, B_{10} B_3, B_5, B_{12} B_3, B_4 B_{10} B_{3-4}		
		Не осложненные экранированием	Верхневилучанское Вилуйско-Джербинское	B_3, B_4 B_{10} B_{3-4}		
	МАССИВНЫЕ	Литологически замкнутые	Среднеботуобинское	B_1		
		Стратиграфически экранированные	Нижнехамакинское	B_{14}		
		Тектонически экранированные	Верхневилучанское	B_{14}		
		Не осложненные экранированием	Вилуйско-Джербинское	B_{14}		

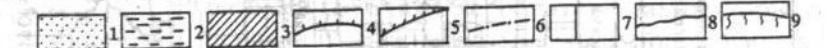


Рис.16. Основные типы ловушек Предпатомского осадочного бассейна:

1 - залежь УВ; породы: 2 - водонасыщенные и 3 - непроницаемые; 4,5 - линии выклинивания: 4 - коллектора, 5 - продуктивного пласта; 6 - контур газо-, нефтеносности; 7 - разломы; 8 - эрозионная поверхность; 9 - кристаллический фундамент.

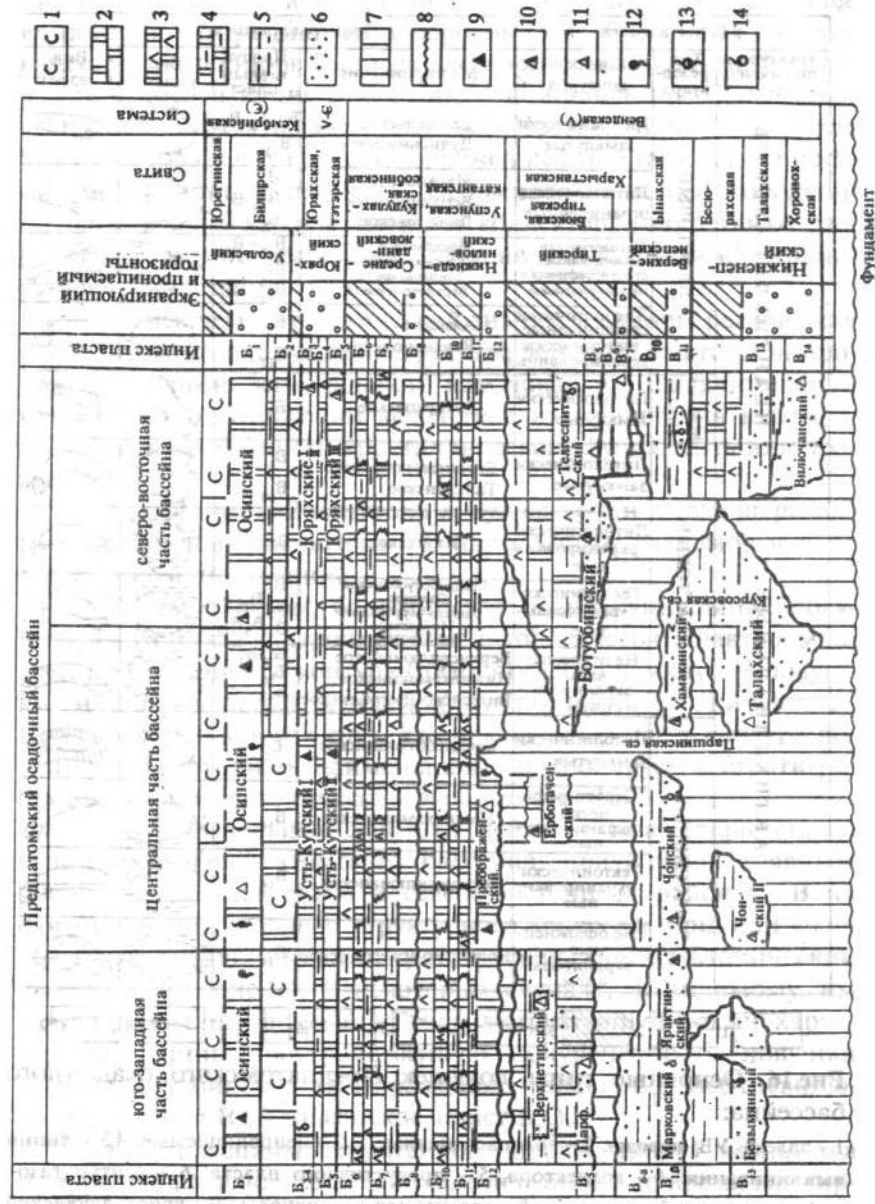


Рис.17. Региональные продуктивные резервуары и нефтегазоносные пласты подсоловых вендско-нижекембрийских отложений Предпатомского осадочного бассейна:

1 - каменная соль; 2 - доломит; 3 - доломит с ангидритом; 4 - доломит глинистый; 5 - алевролиты и аргиллиты; 6 - песчаники; 7 - отсутствие отложений; 8 - стратиграфические несогласия; 9-11 - месторождения: 9 - нефти, 10 - нефти и газа, 11 - газа; 12-14 - притоки углеводородов в отдельных скважинах: 12 - нефти; 13 - нефти и газа, 14 - газа.

бонатные отложения, которым свойственна высокая степень неоднородности пород не только по латерали, но и по разрезу, характеризуются ловушками как пластовыми, так и массивными (см. рис.16).

В осадочных образованиях Предпатомского ОБ выделяются четыре мегарезервуара: рифейский, нижневендский, верхневендско-нижекембрийский и нижекембрийский, которые (за исключением рифейского) перекрыты соответственно верхнепепским, верхнеусольским и средне-верхнекембрийским флюидоупорами [Мельников и др., 1989].

Рифейский мегарезервуар распространен в основном в Предпатомском прогибе. Проницаемые горизонты его представлены песчаниками и карбонатными породами различной мощности, характеризующимися кверново-трещинным типом коллектора. Они, по-видимому, обладают улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами в зонах выклинивания отложений, по бортам прогиба. В одной из таких зон выявлена промышленная нефтегазоносность на Бысахтахском месторождении.

Нижневендский мегарезервуар в пределах рассматриваемого осадочного бассейна распространен повсеместно. Сложен он в основном терригенными породами непского стратиграфического горизонта. На Непско-Ботубинской антеклизе в составе мегарезервуара имеются также карбонатные коллекторы в основании нижеданиловского подгоризонта, которые встречаются главным образом в зоне малых мощностей терригенных отложений венда.

Верхневендский флюидоупор представлен в нижней части сульфатно-глинисто-доло-

митовыми (тирский горизонт), а в верхней - глинисто-доломитовыми породами нижнеданиловского подгоризонта. Породы имеют низкую пористость и проницаемость.

Нижневендский мегарезервуар расчленен на четыре региональных резервуара: нижненепский, верхненепский, тирский, нижнеданиловский и перекрывающие их экраны (рис.17).

Нижненепский региональный резервуар распространен в пределах Предпатомского прогиба и смежных с ним участков Непско-Ботубинской антеклизы. Он включает базальные песчаные образования одноименного подгоризонта: безымянный, талахский, вилочанский песчаные пласты и нижнечонский пласт II (пласты B_{13}, B_{14}). Мощность резервуара варьирует от нескольких до 400-500 м. Он характеризуется сложным строением и значительной фациальной изменчивостью.

Емкостно-фильтрационные свойства резервуара в целом низкие. Пористость пород изменяется от 2 до 15 %, проницаемость - $(1-10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Экран резервуара сложен алевритами и аргиллитами нижненепской подсвиты и ее возрастных аналогов. Качество его в целом высокое, но имеются отдельные участки с повышенной долей песчаников в разрезе.

Продуктивность резервуара установлена в центральной и северо-восточной частях Непско-Ботубинской антеклизы, где выявлены газонефтяная залежь на Верхнечонском и небольшие газовые залежи на Чаяндинском, Верхневилочанском и Вилочанско-Джербинском месторождениях.

Верхненепский региональный резервуар более распространен, чем нижненепский. Его отложения отсутствуют лишь в северо-восточных частях НБА и Предпатомского прогиба. Представлен он базальными песчаными пластами одноименного подгоризонта: марковским, ярактинским, хамакинским и верхнечонским (B_{10}). Выявлен мозаичный характер смены песчаных, преимущественно песчаных и глинисто-алевритопесчаных типов разреза. Мощность резервуара изменяется от нескольких до 20-30 м, обычно она составляет 5-15 м. Песчаники резервуара характеризуются средними и высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Пористость пород изменяется

от 5 до 25 %, проницаемость от $1 \cdot 10^{-15}$ до $4000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Улучшение коллекторских свойств отмечается в пределах Непско-Ботубинской антеклизы.

Экран резервуара представлен глинистыми отложениями верхненепской подсвиты и ее возрастных аналогов мощностью от 5 до 20 м. Качество его улучшается тем, что он на большей части территории бассейна перекрыт экраном вышележащего тирского резервуара. Нефтегазоносность резервуара установлена на Ярактинском, Аянском, Дулисьминском, Верхнечонском, Чаяндинском, Бысахтахском месторождениях.

Тирский региональный резервуар представлен песчаными фациями парфеновского, ботубинского, харыстанского, улаханского и верхнетирского пластов (пласты B_3, B_5 и B_6), которые развиты в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы (на Мирнинском выступе и смежных с ним участках), а также на юге структуры, в субширотной полосе шириной 40-100 км, в пределах которой расположены Верхнекатангская, Верхнетирская, Марковская, Аянская и другие разведочные площади. Они характеризуются высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Пористость изменяется от 10-15 до 25 %, проницаемость от $5 \cdot 10^{-15}$ до $2000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Экран резервуара представлен значительно шире, чем проницаемая часть (он отсутствует лишь в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы) и сложен сульфатными доломитами, доломитоангидритами, мергелями, аргиллитами. Мощность изменяется от 50 до 300 м и более. Наибольшие значения мощности и появление пластов соли отмечаются в центральной части Предпатомского регионального прогиба.

Продуктивность тирского резервуара высокая. В нем открыты залежи нефти и газа на Марковском, Аянском, Среднеботубинском, Иреляхском, Маччобинском, Верхневилочанском, Тас-Юряхском, Хотого-Мурбайском, Чаяндинском и Нелбинском месторождениях.

Нижнеданиловский региональный резервуар представлен доломитами преображенского горизонта и его возрастными аналогами (пласт B_{12}). В северо-западной части Непско-Ботубинской антеклизы он включает отложения более широкого стратиграфического диапазона (от ербогаченского до пре-

ображенного горизонтов). На этой территории в резервуаре содержится существенно больше микрофитолитовых и органогенно-обломочных доломитов. Здесь породы испытали воздействие вторичных процессов, которые привели к формированию коллекторов.

Этот резервуар в целом характеризуется низкими емкостно-фильтрационными свойствами. Улучшение коллекторских свойств наблюдается лишь в северо-западной части НБА, где выявлена крупная Тетейско-Чонская зона нефтегазонакопления площадью около 50 тыс. км². Мощность пород-коллекторов составляет здесь 10-15 м, пористость - от 5 до 20 %, проницаемость $(0,2-70) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Экран резервуара сложен переслаивающимися аргиллитами, мергелями, глинистыми и ангидритистыми доломитами, ангидритами катангской свиты и ее возрастными аналогами. Мощность его изменяется от 60 до 100 м.

Отложения резервуара продуктивны лишь в северо-западной части Непско-Ботубинской антеклизы, где выявлена крупная (по запасам) нефтяная залежь на Верхнечонском месторождении и две небольшие газовые: Даниловская и Преображенская.

Верхнедевонско-нижнекембрийский мегарезервуар широко распространен, сложен карбонатными породами средне- и верхнеданиловского (юряхского) подгоризонтов, а также галогенно-карбонатными породами подосинской пачки и осинского горизонта. Флюидоупором являются карбонатно-галогенные породы верхнеусольской подсвиты и ее возрастных аналогов мощностью от 200 до 400 м. Названный мегарезервуар разделен на три региональных резервуара: среднеданиловский, верхнеданиловский (юряхский), усольский и перекрывающие их экраны.

Среднеданиловский резервуар выделен условно, керновым материалом практически не охарактеризован, включает в себя породы нижней половины одноименного подгоризонта, мощность его 50-100 м.

Верхнеданиловский (юряхский) представлен отложениями одноименного стратиграфического подгоризонта, который на большей части бассейна соответствует усть-кутским пластам,

а в северо-восточной его части - юряжским (пласты Б₃, Б₄, Б₅). Мощность резервуара изменяется от 60 до 100 м.

Усть-кутские пласты разделены глинисто-ангидритисто-доломитовой перемычкой: верхний представлен преимущественно органогенно-обломочными доломитами, которые обычно засолены, нижний - интенсивно перекристаллизованными, водорослевыми, засоленными доломитами.

Юряжские пласты (Б₃, Б₄, Б₅) сложены преимущественно доломитами, иногда известковистыми, микро-тонкозернистыми, прослоями мелкопустковой структуры, участками мелкопористыми и кавернозными.

Емкостно-фильтрационные свойства пород резервуара в целом невысокие. Пористость пород изменяется от 1-2 до 10-15 %, иногда до 20 %, проницаемость от 0 до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, мощность пород-коллекторов обычно менее 3 м. Лишь на северо-западе НБА и в Вилючанской седловине отмечается увеличение пористости до 15-25 %, проницаемости до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и более. Мощность пород-коллекторов местами достигает 20 м.

Экран резервуара представлен галогенно-карбонатными отложениями нижеусольской подсвиты (подосинской пачки) и ее сульфатно-карбонатными возрастными аналогами.

Продуктивность резервуара выявлена в северо-западной части НБА и на Вилючанской седловине, там, где отмечается улучшение емкостно-фильтрационных свойств. В указанных районах открыты промышленные залежи нефти и газа на Даниловском, Верхнечонском, Иктехском, Верхневилючанском и Вилуйско-Джербинском месторождениях.

Усольский региональный резервуар соответствует осинскому горизонту усольской свиты. Представлен он преимущественно известняками и доломитами, часто органогенно-обломочными и водорослевыми, кавернозными. Мощность его изменяется от 20-30 до нескольких сот метров. Линейная форма распространения зон больших мощностей проницаемого горизонта, их органогенный состав и наличие отчетливых этапов некомпенсации и заполнения позволяют отнести эти образования к рифоподобным [Непско-Ботубинская антеклиза..., 1986]. С зонами распространения рифоподобных образований связаны максимальные значения пористости (10-15 %), проницае-

мости $(10-100) \cdot 10^{15} \text{ м}^2$) и мощности пород-коллекторов (10-40 м). Наиболее крупная из этих зон простирается в виде полосы шириной 30-70 км вдоль юго-восточного палеосклона НБА.

Усольский резервуар регионально нефтегазонасыщен. Залежи нефти и газа выявлены на Марковском, Пилюдинском, Верхнечонском, Среднеботубинском и Талаканском месторождениях.

Кембрийский мегарезервуар распространен повсеместно. Сложен он карбонатными породами эльгянского, толбачанского, урицкого, олекминского, наманского и зелеевского горизонтов мощностью от 200 до 800 м. Флюидоупор представлен глинистыми и глинисто-карбонатными породами верхоленской свиты.

Кембрийский мегарезервуар делится на три перспективных региональных резервуара: толбачанский, олекминский и наманский.

Толбачанский выделяется в объеме нижней и средней части разреза одноименного стратиграфического горизонта. Сложен он известняками и доломитами христофоровского и атовского пластов, которые обычно характеризуются низкими емкостно-фильтрационными свойствами. Лишь на отдельных небольших по размеру участках они несколько повышены.

Экран резервуара составляет верхняя часть толбачанского горизонта, представленная чередованием пластов доломитов и солей.

Залежи нефти и газа в резервуаре пока не выявлены. Притоки УВ получены лишь в отдельных скважинах.

Олекминский резервуар представлен отложениями одноименного и нижней части чарского горизонта. Слагают его преимущественно доломиты и известняки олекминского горизонта, которые характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Экран представлен преимущественно соленосными отложениями чарского горизонта. Из этого резервуара получены лишь единичные притоки УВ.

Наманский резервуар составляют карбонаты одноименного и зелеевского горизонтов. Резервуар имеет низкие емкостно-фильтрационные свойства. Притоки УВ из него получены только в единичных скважинах.

Условия и этапы формирования залежей нефти и газа

Как показано ранее, накопление осадочного чехла и формирование резервуаров нефти и газа на территории Непско-Ботубинской антеклизы началось в вендский период, когда в сводовой части антеклизы и на ее склонах генерация УВ в нефтематеринских толщах в сколько-нибудь значительных масштабах еще не началась. Осадочные толщи рифея, а также венда, выполнявшие Байкало-Патомский прогиб, выступали на этом этапе в качестве мощного, внешнего по отношению к НБА, очага генерации углеводородов. Процессы нефтегазообразования здесь имели место, вероятно, уже в раннем рифее, когда часть нижнерифейских отложений вошла в главную зону нефтеобразования (ГЗН), ("нефтяное окно") (рис.18,а). Впоследствии на ру-

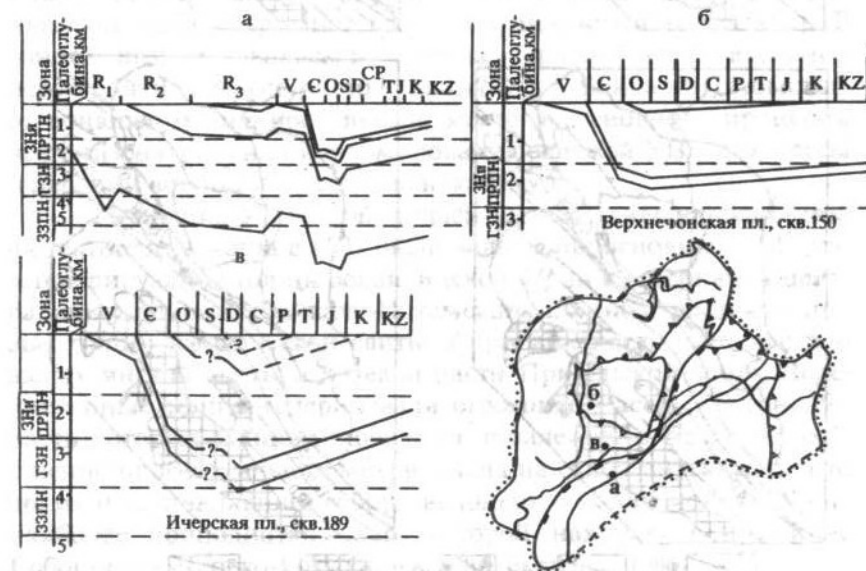


Рис.18. Динамика погружения рифейских, вендских и кембрийских отложений в зоны различной интенсивности процессов нефтегазообразования:

а - центральная часть Предпатомского регионального прогиба; б - центральная часть Непско-Ботубинской антеклизы; в - северо-западный борт Предпатомского регионального прогиба.

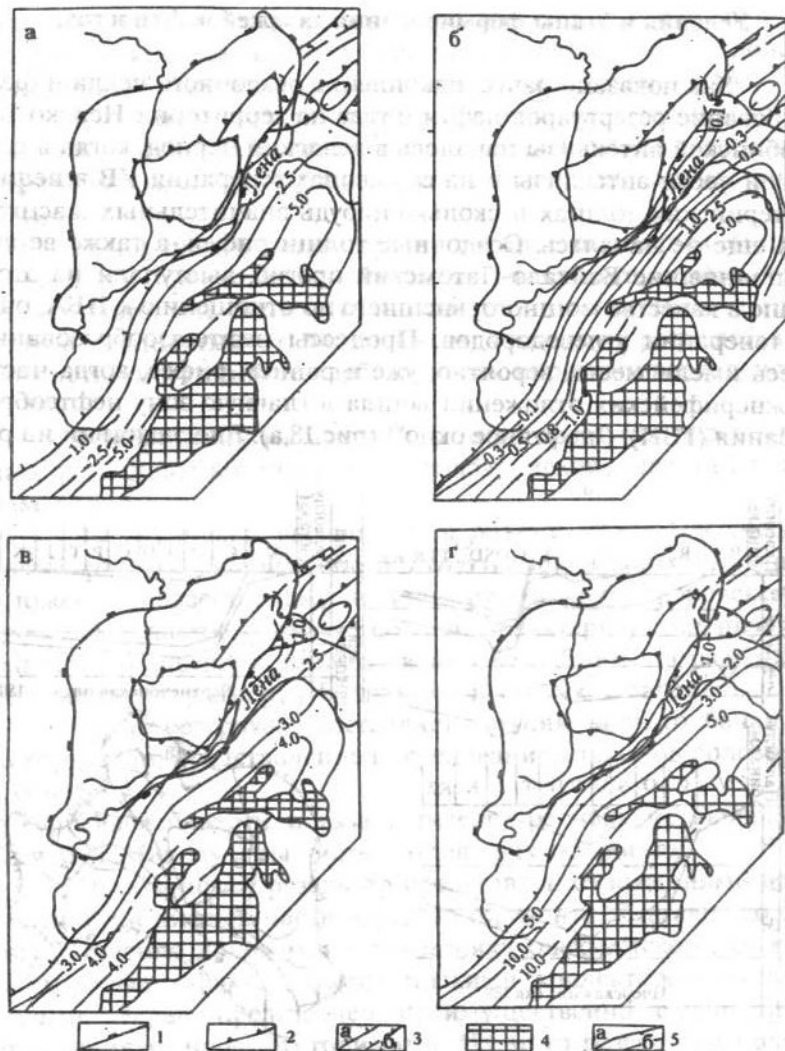


Рис.19. Геохимическая характеристика рифейских нефтепроизводящих отложений.

Интенсивность эмиграции жидких (а) и генерации газообразных (б) УВ в рифейских нефтепроизводящих отложениях. Плотность эмиграции жидких (в) и генерации газообразных (г) УВ в рифейских породах, обогащенных ОВ.

1-4 - границы: 1 - надпорядковых структур, 2 - структур первого порядка, 3 - современного распространения нефтепроизводящих толщ: а - установленные, б - предполагаемые, 4 - выходов верхнепротерозойских магматических комплексов на поверхность в пределах Байкальской горной области; 5 - изолинии интенсивности эмиграции (в млн т/км²) и генерации (в млрд м³/км²) УВ: а - установленные, б - предполагаемые.

беже раннего и среднего рифея, в заключительную фазу раннебайкальского тектогенеза, эти толщи были дислоцированы, а предполагаемые залежи УВ разрушены [Surkov et al., 1991]. В позднебайкальский цикл тектогенеза в результате прогибания рифейского бассейна в ГЗН оказываются основные нефтепроизводящие толщи среднего рифея; в то же время значительные массы рифейских нефтепроизводящих толщ в окраинных зонах прогиба сохраняют свой генерационный потенциал. В конце позднебайкальского цикла, после незначительной перестройки структурного плана, в Байкало-Патомском региональном прогибе имели место в основном процессы нефтегазоаккумуляции и формирования залежей УВ, а процессы генерации вступили в регрессивную фазу.

Генерация УВ возобновилась в начале каледонского цикла тектогенеза, когда в ГЗН были вовлечены основные нефтегазогенерирующие толщи бодайбинской серии в северных и центральных районах Байкало-Патомского прогиба, черносланцевые толщи качертатской свиты в прибайкальской его части и валухтинской свиты в краевой части Приленской зоны. Перечисленные толщи генерировали огромные массы УВ (рис.19), часть которых концентрировалась в залежах в пределах собственно прогиба, а часть мигрировала на склон антеклизы, в то время представлявший собой наклоненную к югу моноклинали, наиболее приподнятая часть которой находилась в районе Ербогачена [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986].

В это же время, начиная с конца кембрия и в ордовике, в ГЗН попадают вендские терригенные отложения непского горизонта, в верхней части разреза которого на прилегающем к антеклизе склоне Предпатомского прогиба располагается десятиметровый пласт черносланцевых пород (по данным Ичер-

ской скв.189), а также частично нижнекембрийские породы (см. рис.18,б). В центральных районах Непско-Ботуобинской антеклизы отложения этого возраста вошли в зону начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования также в кембрии и ордовике (см. рис.18,в). Значительно меньший по масштабам поток УВ мог иметь место и с территории, называемой теперь Ангаро-Ленской ступенью.

В это время в ловушки должны были поступать жидкие УВ с большим количеством растворенного газа, генерируемого рифейскими толщами, вошедшими уже в глубинную зону газобразования. Согласно принципу дифференцированного улавливания [Гассоу, 1961; Максимов, 1964], картина распределения УВ по фазовому составу была следующей.

На прилегающей к прогибу части склона Непско-Ботуобинской антеклизы формировались преимущественно нефтегазоконденсатные месторождения, а по мере воздымания вверх по склону относительная масса нефти в залежах увеличивалась. Вполне вероятно, что запечатанная впоследствии солью нефтяная залежь в усть-кутском горизонте на Даниловском месторождении [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986] была первоначально сформирована именно на этом этапе. Вследствие невысокой катагенетической преобразованности, несмотря на обогащенность аквагенным органическим веществом (ОВ) вендско-кембрийских отложений, нефтегазогенерационный потенциал этих пород в пределах собственно Непско-Ботуобинской антеклизы был невелик (рис.20) и на ресурсах резервуаров поступающие с этой территории УВ существенным образом не сказались, хотя могли пополнить ловушки, потерявшие часть углеводородов за счет диффузионного рассеивания из залежей, а также незначительно изменить их фазовый состав.

Таким образом, несмотря на то, что практически на всех известных месторождениях НБА современные антиклинальные ловушки еще не существовали, а литологические имели несколько иное, чем сейчас, пространственное положение [Шемин, 1982], первые залежи УВ здесь были сформированы уже в кембрии-ордовике.

Следующий этап интенсивной генерации УВ в районах, окружающих НБА, датируется самым концом ордовика и силу-

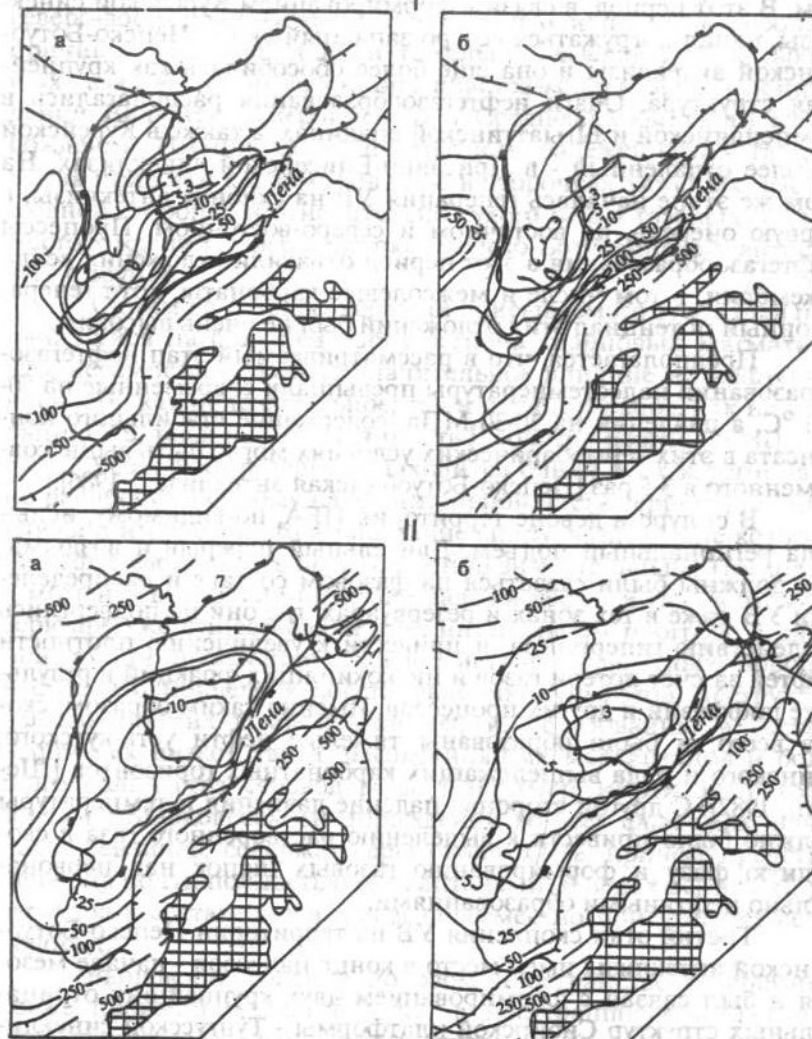


Рис.20. Интенсивность эмиграции жидких (а) и генерации газообразных (б) углеводородов в нефтепроизводящих отложениях верхнекамбрийского (I) и юрасского (II) резервуаров. Усл. обозн. см. на рис.19.

ром. В этот период, в связи с формированием Курейской синеклизы, начал погружаться северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы и она еще более обособилась как крупнейшая структура. Очаги нефтегазообразования располагались в Кемпендйской и Ыгыаттинской впадинах, а также в Курейской и более отдаленный - в Присяно-Енисейской синеклизах. На этом же этапе началась генерация УВ на склонах антеклизы, в первую очередь, на восточном и северо-восточном. Процессы нефтегазообразования в этот период охватили отложения венда и кембрия, в том числе и межселевые карбонаты, хотя генерационный потенциал этих отложений был не очень высоким.

Предполагается, что в рассматриваемый этап нефтегазообразования палеотемпературы превышали современные на 50-100 °С, а давления на 10-30 МПа, содержание стабильного конденсата в этих термобарических условиях могло быть выше современного в 3-5 раз [Непско-Ботубинская антеклиза..., 1986].

В силуре и девоне территория НБА, по-видимому, испытала региональный подъем. Длительный перерыв и воздымание должны были сказаться на фазовом составе и распределении УВ даже в тех зонах и резервуарах, где они не подверглись воздействию гипергенеза, и привести к увеличению плотности нефтей за счет потери газов и низкокипящих фракций в результате диффузии и других процессов. Именно таким образом, скорее всего, и были образованы тяжелые нефти усть-кутского, осинского и ряда вышележащих карбонатных горизонтов [Шемин, 1982]. С другой стороны, падение давления и температуры должно было привести к выделению растворенного газа в свободную фазу и формированию газовых шапок над первоначально нефтяными образованиями.

Третий этап скопления УВ на территории Непско-Ботубинской антеклизы имел место в конце палеозоя - начале мезозоя и был связан с формированием двух крупнейших отрицательных структур Сибирской платформы - Тунгусской синеклизы и Вилуйской гемисинеклизы. На этом этапе поток УВ шел только на северный и северо-восточный склон антеклизы. В Вилуйской гемисинеклизе и Ыгыаттинской впадине отложения венда и, по-видимому, большей части кембрия в это время находились уже в глубинной зоне газообразования. Это привело к

мощному потоку сухого, преимущественно метанового газа на северо-восточный склон антеклизы, что и явилось, вероятно, причиной увеличения доли тяжелых углеводородов в свободных газах вверх по восстанию пластов-коллекторов, в направлении Вилуйско-Джербинского и Среднеботубинского месторождений. Именно такая "промытость" залежей сухим газом и могла привести к формированию в оторочках тяжелых нефтей, с одной стороны, и относительно сухого газа в газовых шапках месторождений северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы - с другой.

Одним из главных событий описываемого этапа был проявившийся на большей части региона трапповый магматизм, что, несомненно, оказало значительное влияние на нефтегазоносность: как положительное, так и отрицательное, как на генерацию УВ, так и на их сохранность [Геология нефти..., 1981].

Усольский резервуар находится ближе всех к региональному распространенному на значительной части территории антеклизы и имеющему то же название силлу, воздействие которого на нефтегазоносность было особенно значительным. Поскольку к моменту внедрения интрузий залежи нефти и газа в этом резервуаре уже существовали, при интенсивном прогреве осадочной толщи произошло взаимодействие сульфатных пород и нефти, что привело к восстановлению сульфатов, деструкции высококипящих компонентов нефти, образованию в составе нефти как низко-, так и высококипящих меркаптанов и большого количества сероводорода. Например, нефти этого горизонта на Марковском месторождении во всех фракциях, начиная с бензинов, содержат серы около 0,7 %, причем представлена она почти полностью меркаптанами. В водах осинского резервуара в составе газов почти повсеместно присутствует сероводород.

Выпадение солей в поровом пространстве резервуаров также произошло, скорее всего, в посттрапповое время при охлаждении высокоминерализованных рассолов. Наконец, существует точка зрения о возможном наличии траппового экрана, препятствовавшего миграции УВ из Тунгусской синеклизы на склон НБА. В любом случае этот этап не был определяющим для новообразования УВ и их миграции в пределы антеклизы в целом.

Последний этап формирования залежей - новейший. Он характеризуется общим подъемом территории. Амплитуда вертикальных перемещений оценивается исследователями по-разному, но картина относительных перемещений отдельных районов антеклизы принципиально не отличается. На юго-западе Непско-Ботуобинской антеклизы амплитуда поднятия достигает 700 м, уменьшаясь в северо-восточной ее части до 300 м и более [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986]. Общий подъем региона привел к падению пластовых давлений и выделению в свободную фазу водорастворимых и растворимых в нефти газов. Различные градиенты подъема отдельных районов антеклизы привели к переформированию существующих залежей, а активизация разломов - к межрезервуарной миграции [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986]. Одним из доказательств возможного перераспределения УВ в залежах является, по-видимому, широкое распространение практически по всей подсолевой части осадочного чехла, а также на отдельных участках и в межсолевых резервуарах на небольших глубинах (менее 800 м на Гаженской площади), слабо затронутых гипергенезом вторичных нафтидов классов "вязких" нефтей и малът [Дробот, Городничев, 1981; Чеканов, 1986]. И последнее, именно в это время окончательно сформировались современный термодинамический и термобарический режимы недр. Четвертичное оледенение послужило, по мнению А.С.Анциферова [1978], причиной аномально низких пластовых давлений в Мирнинской и, в меньшей мере, Пеледуйской зонах нефтегазоаккумуляции.

Таким образом, в истории формирования залежей УВ на Непско-Ботуобинской антеклизе выделяется, по крайней мере, четыре этапа. По времени поступления УВ в ловушки залежи могут иметь возраст от раннекембрийского до четвертичного включительно. Сложная история геологического развития антеклизы привела к неоднократному переформированию залежей, о чем, кроме широкого развития вторичных нафтидов (от "вязких" нефтей до керитов), свидетельствуют и многочисленные следы древних газожидкостных контактов, отмеченные Б.Л.Рыбьяковым, В.В.Самсоновым и др. [1977] и Р.С.Сахибгареевым [1983]. Все разнообразие нефтей явилось следствием многоактного поступления УВ в ловушки, резких колебаний термо-

барических условий, а также миграции нефтей из залежей в вышележащие пласты путем диффузии и по зонам разрывных нарушений. Несмотря на все многообразие вторичных процессов, все нефти НБА генетически едины, обязаны своим происхождением рифей-венд-кембрийскому аквагенному ОВ и по классификации А.Э.Конторовича и О.Ф.Стасовой [1978] относятся к единому типу Б - алкановому, малопарафинистому.

Характеристика крупнейших месторождений

К настоящему времени на территории Предпатовского ОБ открыто 29 месторождений, большая часть которых - многозалежные. Месторождения характеризуются разнообразием типов ловушек, пород-коллекторов и состава флюидов. Ниже дано описание крупнейших из них.

Верхнечонское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области, в верховьях р.Чона, в 270 км севернее г.Киренска. В тектоническом отношении оно приурочено к центральной части Непского свода. В 1976 г. здесь подготовлено для глубокого бурения Верхнечонское поднятие, и пробуренная в его пределах скв.122 в 1978 г. дала фонтанный приток газа из песчаников непской свиты [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986]. Нефтяная часть залежи была вскрыта в 1980 г. и, начиная с 1983 г., месторождение интенсивно разведывается. Здесь пробурено более 100 скважин. По данным бурения юго-восточное замыкание складки не подтверждено. Вероятнее всего, месторождение приурочено к структурному выступу или склону Пеледуйского поднятия.

Месторождение многозалежное, скопления нефти и газа выявлены в карбонатах пласта B_1 (осинский горизонт) усольской свиты, B_4 и B_5 (усть-кутский горизонт) тэтэрской свиты, B_{12} (преображенский горизонт) катангской свиты и терригенных пластах B_{10} (BC_1) и B_{13} (BC_2) непской свиты. Незначительные притоки УВ получены из карбонатов христофоровского горизонта бельской свиты. Притоки пластовой воды и нефти получены также из коры выветривания кристаллического фундамента.

По данным глубокого бурения и полевой геофизики (гравитационно-магниторазведка) на месторождении прослеживается субширотный Могинско-Ленский разлом, разделяющий его на блоки, которые названы "северный" и "центральный". Разлом сопровождается цепочкой выходов на поверхность секущих даек траппов, одна из которых вскрыта скв.30. Последующие разведочные работы показали значительную степень раздробленности месторождения дизъюнктивными нарушениями различной ориентации. Наиболее достоверно среди них выделяются разломы, ограничивающие северо-западное окончание Верхне-чонско-Талаканского грабена, рассекающего северо-восточную часть месторождения. По поверхности кристаллического фундамента вертикальное смещение достигает 100 м. Грабен выполнен полимиктовыми разнородными песчаниками и неотсортированными гравелитами. К моменту отложения непской свиты грабен был доверху заполнен осадками, поэтому не оказал заметного влияния на состав и мощность пластов V_{10} и V_{13} . Разломы, ограничивающие грабен, по-видимому, вновь активизировались в более позднее время и сейчас по терригенному комплексу отмечается вертикальное смещение около 20 м. Эти разрывные нарушения, несомненно, играют нефтегазоконтролирующую роль, что подтверждается значительной (2 МПа) разницей в пластовых давлениях смежных блоков.

Залежи пласта B_1 - газоконденсатные и нефтегазовые, неантиклинальные, пластовые - изучены сравнительно слабо. Притоки УВ из его отложений получены в двенадцати скважинах, а наличие проницаемых прослоев по литологическим и геофизическим данным отмечается, по крайней мере, еще в восьми скважинах. Продуктивные скважины расположены в основном на северо-западе месторождения. Участок с наилучшими коллекторскими свойствами вскрыт в районе скв.80, давшей мощный фонтан газа. Пористость доломитов здесь достигает 12 %, проницаемость - $170 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Пластовое давление в скв.80 значительно выше гидростатического и составляет 15,1 МПа. Пластовая температура, замеренная в скв.122, равна 16 °С. Породы часто засолены. Залежи, вероятнее всего, литологически ограниченные (см. рис.16).

Залежи пластов B_{3-4} и B_5 - газонефтяные, неанти-

клинальные, пластовые - изучены также слабо. Притоки УВ из этих пластов получены более, чем в десяти скважинах Верхне-чонского месторождения. Локализация участков развития коллекторов в этих горизонтах сходна с отмеченной выше для пласта B_1 . Сложены пласты доломитами кавернозными, засоленными, с прослоями глинистых доломитов. Пластовое давление близко к гидростатическому. Важнейшим фактором ограничения залежей, по-видимому, является литологический.

Залежь пласта B_{12} - газоконденсатно-нефтяная, неантиклинальная, пластовая, блоковая - наиболее изученная из залежей карбонатных горизонтов (рис.21,22). Притоки УВ из его отложений получены более чем в 20 скважинах Верхне-чонского месторождения. Наиболее значительные притоки нефти дали скважины, расположенные в центральной части месторождения. Пористость продуктивных доломитов достигает 16 %, при средней - 8-10 %, проницаемость - до $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Коллекторские свойства, в первую очередь проницаемость, отличаются довольно стабильными, но невысокими значениями, и поэтому без применения методов интенсификации получить притоки нефти из пласта, как правило, не удастся. Дебиты нефти достигают $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, а газа - 23 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Практически все промышленные притоки получены после проведения соляно-кислотных обработок. Залежь пласта B_{12} на большей части контура ограничена литологически, с северо-востока она экранируется разломом. Продуктивное поле разбито дизъюнктивными нарушениями на несколько блоков, различающихся насыщением пласта и уровнями газо- и водонефтяных контактов. Характер распространения коллекторов пласта B_{12} и результаты испытания скважин на смежных площадях позволяют предположить расширение контура нефтегазоносности в северном направлении к Вакунайской площади, в западном - к Преображенской и в юго-западном - к Западно-Игнялинской.

Залежь пласта V_{10} - газоконденсатно-нефтяная, неантиклинальная, пластовая, блоковая (рис.23) - приурочена к нижней части верхне-непской подсвиты, представленной преимущественно кварцевыми песчаниками с прослоями алевроитов и аргиллитов. Пласт распространен по всей площади месторождения, уменьшаясь в мощности от 18 до 8 м в северо-за-

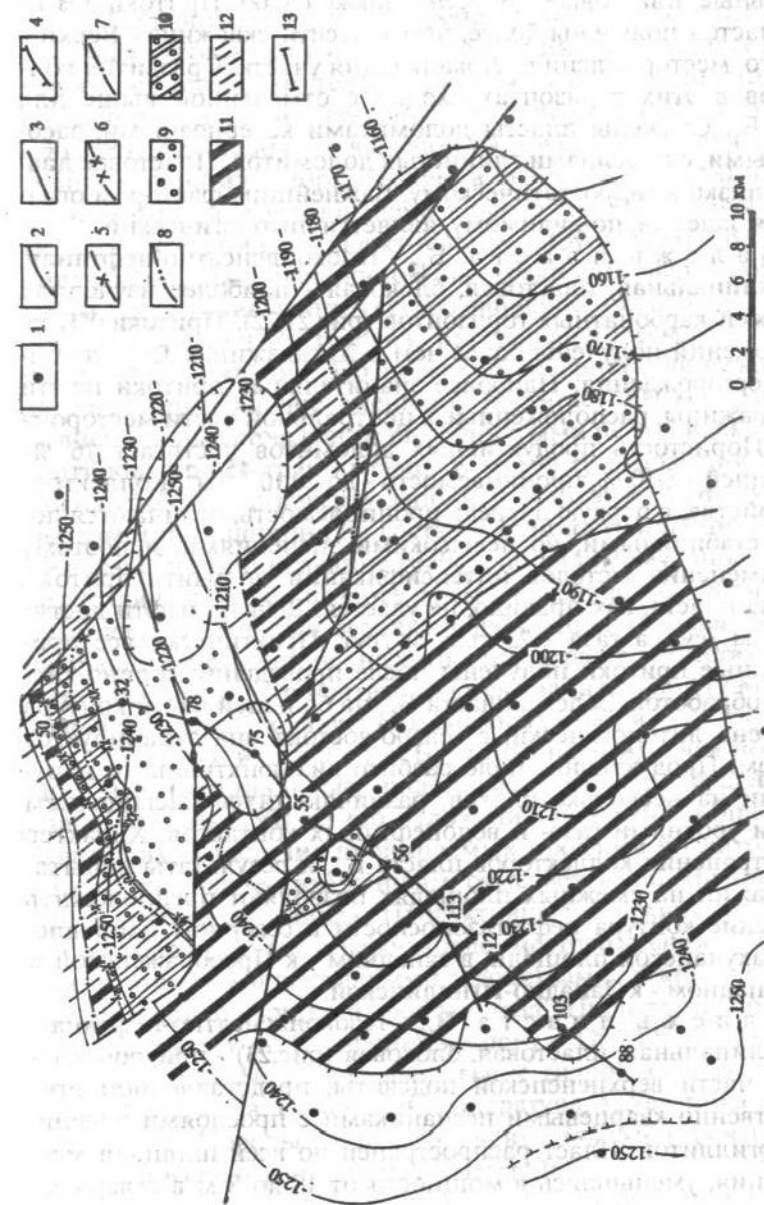


Рис.21. Структурная карта кровли пласта Б₁₃ Верхнечонское месторождение:
 1 - скважины; 2 - изогипсы кровли пласта; 3 - тектонические нарушения; 4 - линия выклинивания коллекторов; 5-6 - контуры газоносности; 5 - внешний, 6 - внутренний; 7-8 - контуры нефтеносности; 7 - внешний, 8 - внутренний; 9-12 - насыщение коллекторов: 9 - газовое, 10 - газонефтяное, 11 - нефтяное, 12 - водяное; 13 - линия геологического профиля.

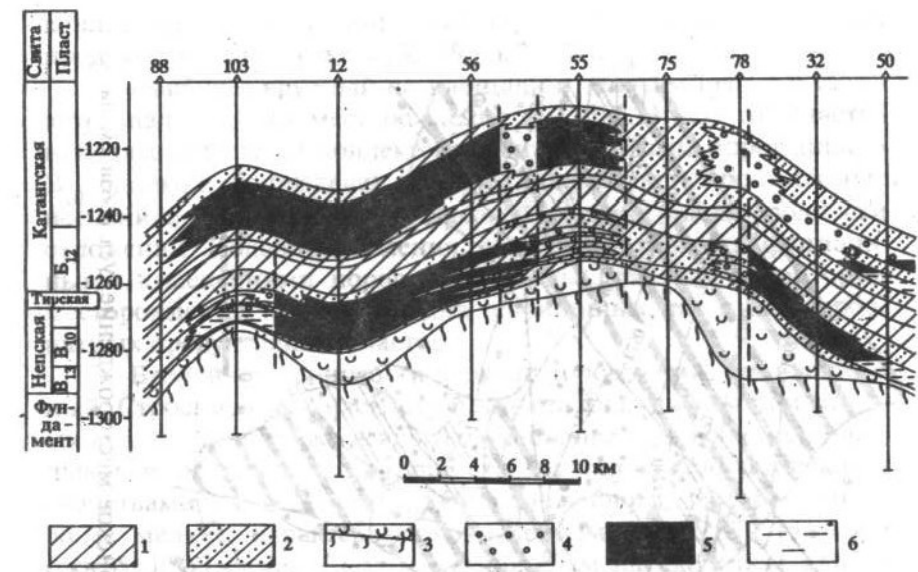


Рис.22. Геологический профиль, Верхнечонское месторождение:
 1 - флюидоупоры; 2 - непроницаемые породы продуктивных пластов; 3 - породы кристаллического фундамента; 4-6 - насыщение пластов: 4 - газовое, 5 - нефтяное, 6 - водяное.

падном направлении за счет прилегания к воздымающейся в палеоплани поверхности кристаллического фундамента. На юго-востоке он залегает на аргиллитах и алевролитах, отделяющих его от нижележащих песчаников пласта Б₁₃, в зоне их выклинивания - на песчаниках пласта Б₁₃ и далее на северо-запад - на коре выветривания кристаллического фундамента. Пористость песчаников достигает 20 %, средние значения 12-14 %, проницаемость - $(200-300) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Пластовое давление - 15,3-15,9 МПа, температура - 18-19 °С.

Широко развиты в песчаниках вторичные процессы (в основном, галитизация) резко снизившие их коллекторские свойства. За счет галитизации сформировался литологический контур залежи, ограничивающий ее с запада, юга и юго-востока. Кроме того, она осложнена зонами литологического замещения.

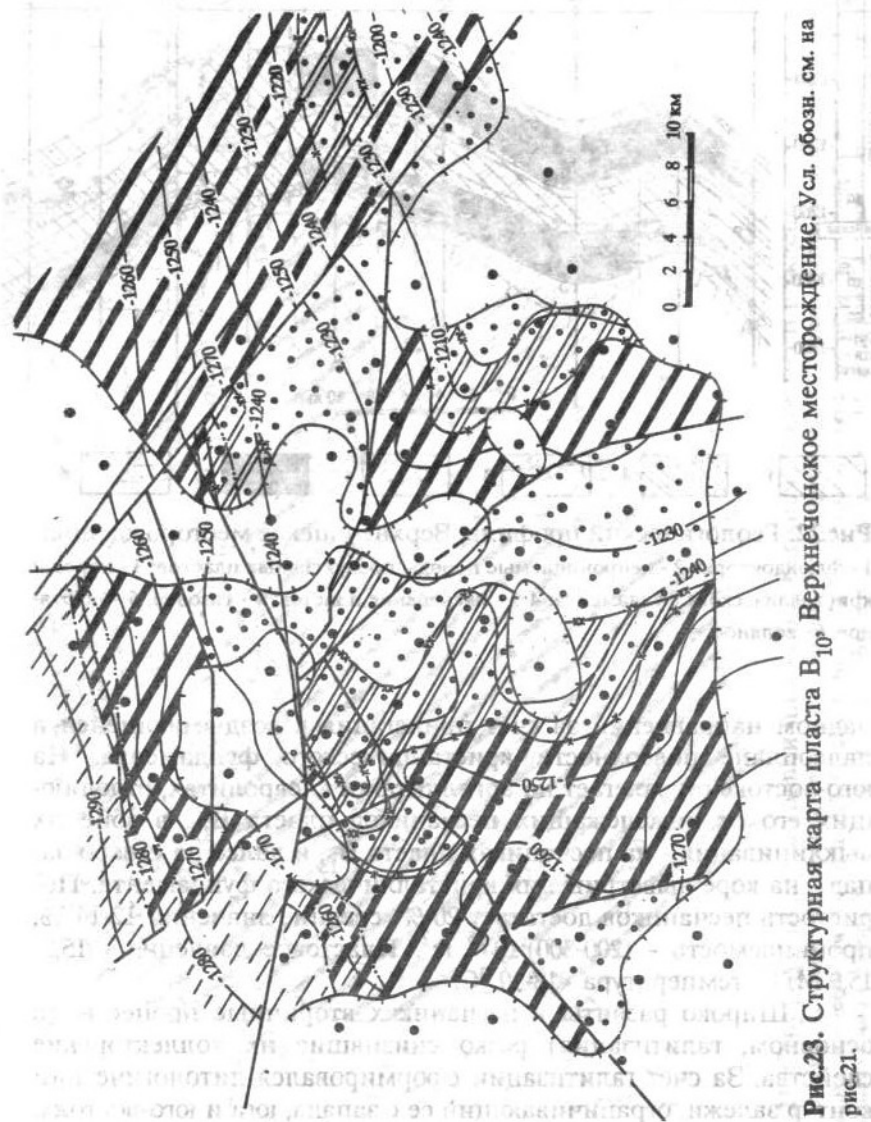


Рис.23. Структурная карта пласта V_{10} Верхнечонское месторождение. Усл. обозн. см. на рис.21.

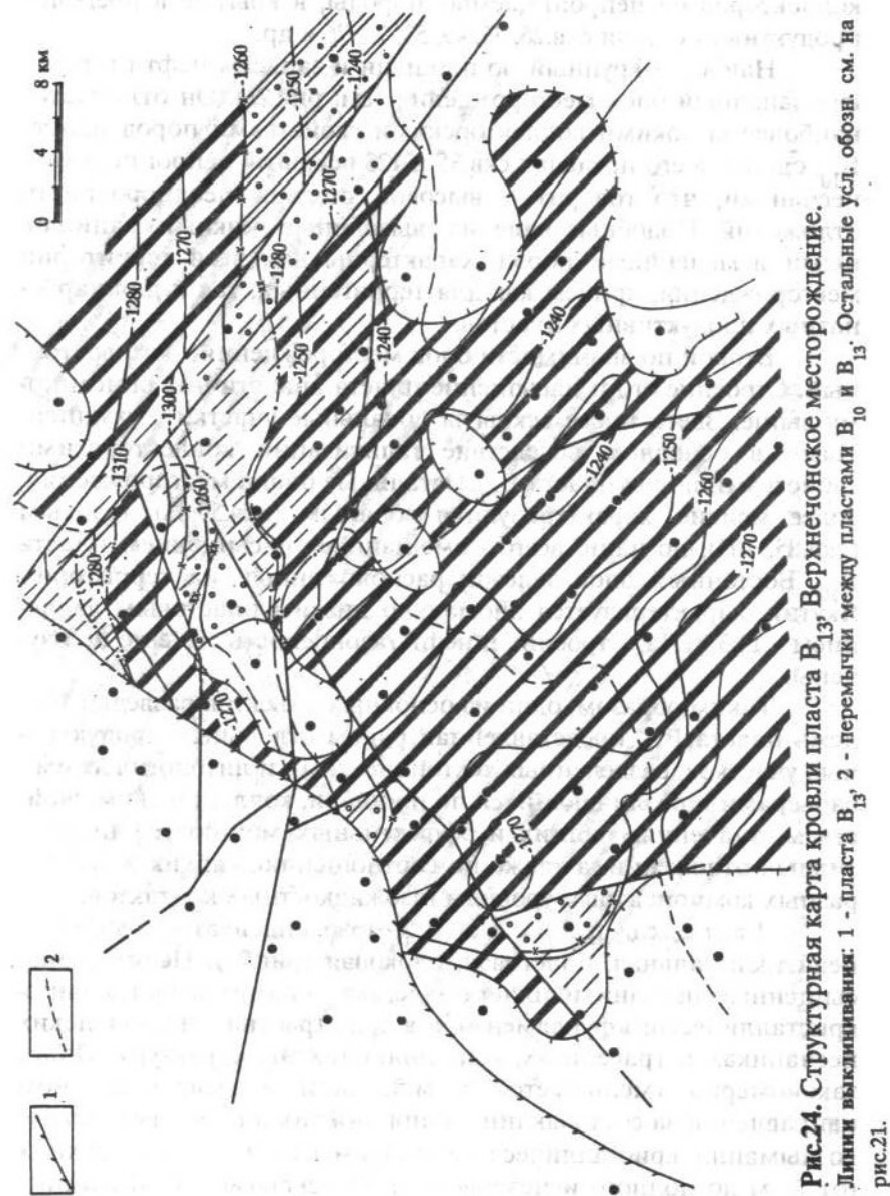
коллекторов на непроницаемые породы, вскрытые в пределах продуктивного поля скв.26, 35, 49, 53, 73, 76 и др.

Наиболее крупный по площади и запасам нефти и газа - юго-западный блок месторождения (см. рис.23). Он отличается наиболее высокими коллекторскими свойствами пород пласта V_{10} , однако в его пределах скв.35 и 123 вскрыты непроницаемые песчаники, что говорит о высокой степени неоднородности отложений. Подобные явления, вызванные резкими фациальными изменениями пород, характерны для всей территории месторождения, причем как для терригенных, так и для карбонатных продуктивных пластов.

Второй по значимости блок месторождения - юго-восточный. Строение его и насыщение пласта аналогичны описанному выше. Здесь также вскрыты локальные участки с ухудшенными в основном вследствие галитизации коллекторскими свойствами пород пласта V_{10} . Остальные блоки месторождения, более мелкие, характеризуются водяным (скв.59,83), газовым (скв.85, 103), но чаще всего - смешанным насыщением пласта V_{10} . Восточный блок залежи, расположенный на территории Якутии, характеризуется аномально низким пластовым давлением - 13,3 МПа. Строение и нефтегазоносность его еще не изучены.

Таким образом, один из основных объектов разведки - залежь пласта V_{10} , представленная рядом отдельных продуктивных участков, разделенных тектоническими и литологическими барьерами и различающихся по площади, коллекторским свойствам, значениям общих и эффективных мощностей продуктивных отложений, а также по соотношению жидких и газообразных компонентов и уровням газожидкостных контактов.

Залежь пласта V_{13} - газоконденсатно-нефтяная, неантиклинальная, пластовая, блоковая (рис.24). Нефтегазо-насыщенные песчаники пласта залегают на коре выветривания кристаллического фундамента, а в зоне грабена - на донепских песчаниках и гравелитах, выполняющих эту структуру. Пласт закономерно уменьшается в мощности в северо-западном направлении за счет выклинивания нижних пластов вследствие воздымания кристаллического фундамента и эрозии верхних (от 20 м до полного исчезновения). Перекрывается он глинис-



тыми отложениями, которые изолируют пласт B_{13} от пласта B_{10} на юго-востоке месторождения. Эти отложения также выклиниваются в результате эрозии, предшествовавшей накоплению пласта B_{10} . Линия ее выклинивания субпараллельна линии выклинивания пласта B_{13} и пересекает месторождение с юго-запада на северо-восток.

Таким образом, на значительной территории северо-западной части месторождения пласт B_{13} непосредственно подстилает пласт B_{10} , что создает условия для их гидродинамической связи. Пористость песчаников пласта B_{13} изменяется от 8 до 20 %, проницаемость достигает $800 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Пластовые давление и температура вследствие гидродинамической связи между пластами практически совпадают с приведенными по пласту B_{10} . Продуктивное поле разбито разрывными нарушениями на блоки, из которых пять - относительно крупные.

Наиболее значимый по площади и запасам УВ, так же как и для пласта В₁₀ - юго-западный блок залежи, характеризующийся нефтяным насыщением. Здесь обнаружены песчаники пласта В₁₃ с высокими и достаточно стабильными коллекторскими свойствами. Дебиты нефти достигают 100 м³/сут. Этот блок ограничен со всех сторон, кроме южной, разрывными нарушениями, но, в отличие от пласта В₁₀, он не имеет литологического контура на юге. Скважины (98,107), пробуренные здесь, вскрыли слабопроницаемые песчаники.

Еще один крупный блок месторождения - юго-восточный. Здесь вскрыто нефтяное поле, ограниченное дизъюнктивными с запада и с севера, литологическим контуром - с востока и открытое с юга. Прочие блоки залежи пласта В₁₃ характеризуются чаще всего водо- или газонефтяным насыщением и литологическим ограничением по внешнему контуру.

Нефтегазоносность блоков, имеющих выход на северо-запад месторождения, контролируется стратиграфическим экраном - линией выклинивания пласта B_{13} .

В настоящее время разведочные работы на Верхнечонском месторождении уже завершены. Однако анализ геологического строения и нефтегазоносности этого района дает основание предполагать возможность расширения продуктивного поля по каждому из пластов.

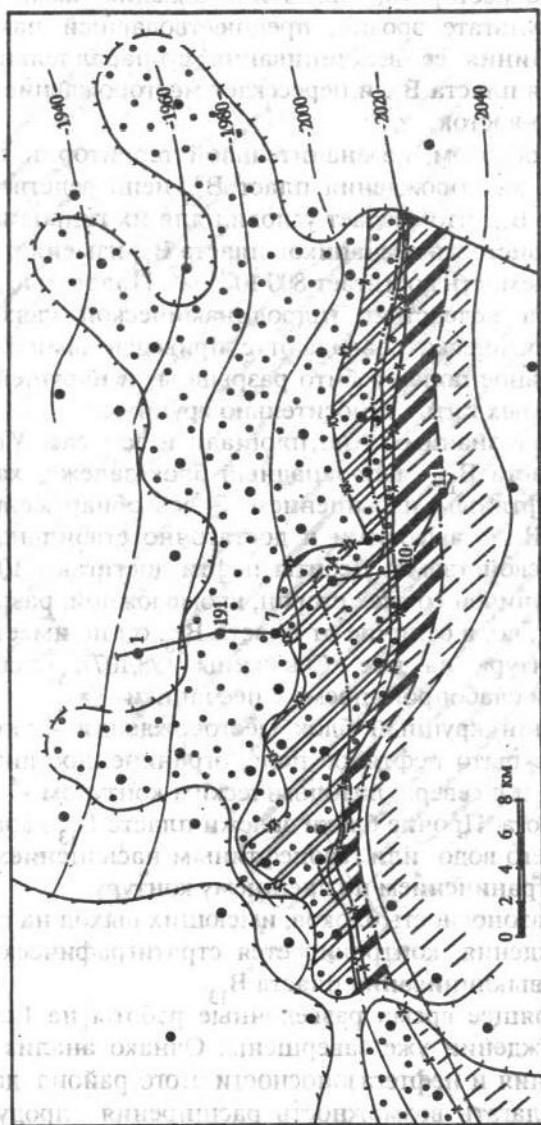


Рис.25. Структурная карта пласта B_{10} Дулисыминское месторождение. Усл. обозн. см. на рис.21.

Дулисыминское нефтегазоконденсатное месторождение (рис.25, 26) расположено в Катангском районе Иркутской области, в 70 км севернее г.Киренска и приурочено к южному моноклинальному склону НБА. Открыто оно в 1980 г. параметрической скв.191, заложенной в пределах подготовленной в 1978 г. прямыми геофизическими методами Дулисыминской геофизической аномалии. Месторождение разведано, в его пределах пробурено 49 скважин, 29 из которых продуктивны. Площадь его вышла далеко за контуры аномалии. По запасам УВ оно оценено как крупное.

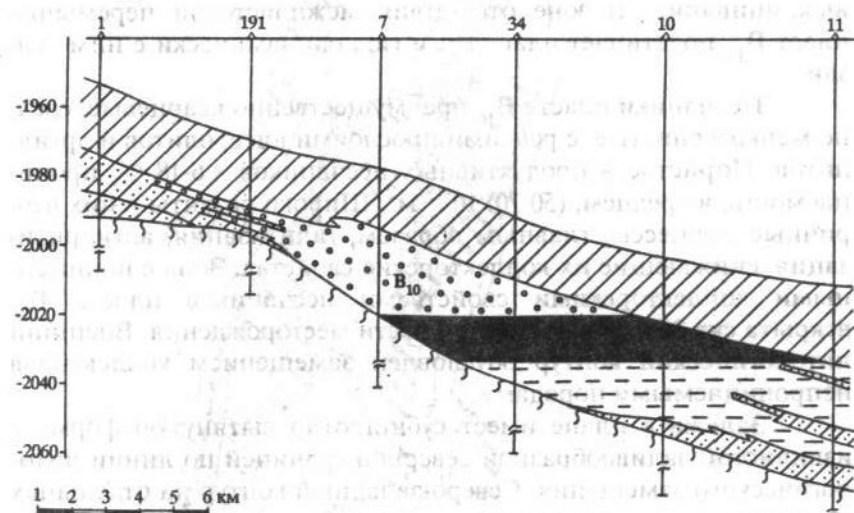


Рис.26. Геологический профиль, Дулисыминское месторождение. Усл. обозн. см. на рис.22.

Основная газоконденсатная с нефтяной оторочкой залежь Дулисыминского месторождения приурочена к песчаникам пласта B_{10} . Маломощные проницаемые нефтегазонасыщенные прослои выделяются также в песчаниках пласта B_{13} . Мощность терригенного комплекса в районе месторождения закономерно уменьшается в северо-западном направлении по мере воздымания поверхности кристаллического фундамента. Пласт B_{13} в

полном объеме распространен на востоке месторождения, в центральной и южной частях мощность его не превышает 6 м, а на западе, северо-западе и отдельных участках центральной части отложения вообще отсутствуют. Пласт B_{10} распространен повсеместно и выклинивается только на северо-западе в районе выступа фундамента, вскрытого скв.48, 109, 206. Непская свита представлена здесь глинистой пачкой, которая в продуктивном поле играет роль покрывки. На востоке месторождения пласты разобщены глинистой перемычкой, мощность которой уменьшается в западном и юго-западном направлениях до полного выклинивания. В зоне отсутствия межпластовой перемычки пласт B_{13} подстилает пласт B_{10} и гидродинамически с ним связан.

Песчаники пласта B_{10} преимущественно кварцевые, средне-мелкозернистые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов. Пористость продуктивных песчаников - 6-18 %, проницаемость, в среднем, $(50-70) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Широко развиты в них вторичные процессы, главным образом, галитизация, ангидритизация, снижающие их коллекторские свойства. Зона с пониженными коллекторскими свойствами песчаников пласта B_{10} вскрыта скв.20 и 35 в восточной части месторождения. Внешний литологический контур обусловлен замещением коллекторов непроницаемыми породами.

Залежь в плане имеет субшироко вытянутую форму с извилистой заливообразной северной границей по линии литологического замещения. Северо-западный контур на отдельных участках определяется стратиграфическим экраном (вследствие прилегания продуктивных отложений к поверхности кристаллического фундамента), на других - литологическим. На юге граница залежи проходит по линии водонефтяного контакта.

Тип залежи пласта B_{10} Дулисьминского месторождения - неантиклинальная, пластовая, литологически ограниченная, стратиграфически экранированная.

Среднеботуобинское нефтегазовое месторождение (рис.27, 28), расположено в Мирнинском и частично в Ленском районах Якутии к северо-западу от Ленска. Открыто оно в 1970 г. и приурочено к Среднеботуобинской и Курунградской структурам, подготовленным к бурению соответственно в 1970, 1983 гг. К настоящему времени пробурено 107 скважин.

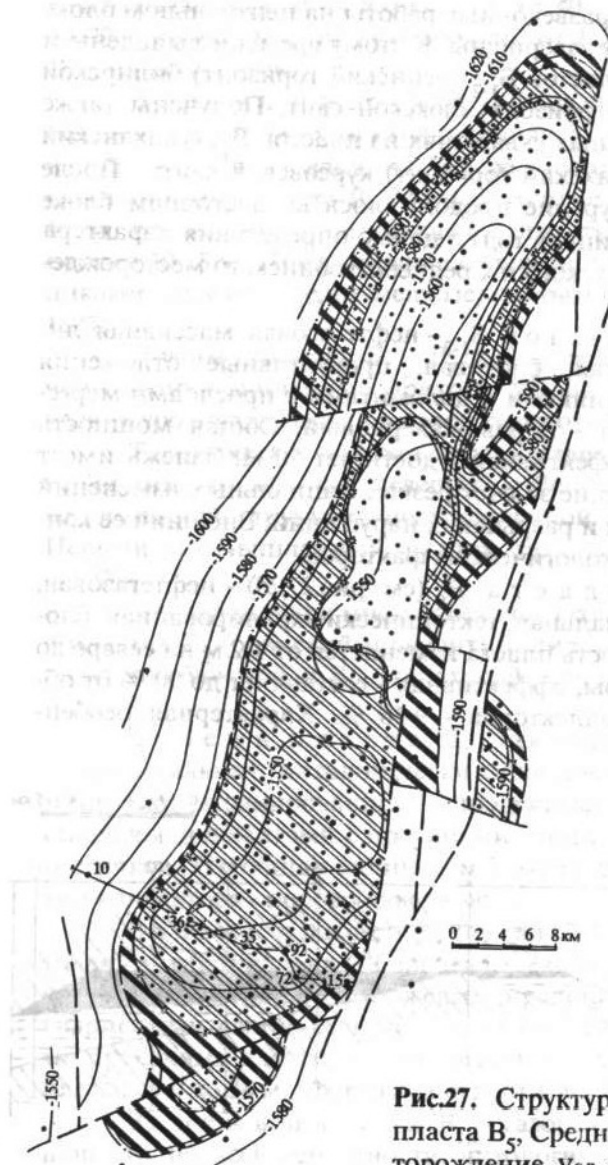


Рис.27. Структурная карта кровли пласта B_5 Среднеботуобинское месторождение. Усл. обозн. см. на рис.21.

В 1987, 1988 гг. разведочные работы на центральном блоке месторождения были завершены. К этому времени выявлены и разведаны залежи пластов B_{1-2} (осинский горизонт) билирской и B_5 (ботуобинский горизонт) бюкской свит. Получены также притоки УВ в отдельных скважинах из пластов B_{12} (улаханский горизонт) и B_{13} (талахский горизонт) курсовской свиты. После этого разведочное бурение продолжалось на восточном блоке структуры (1-2 скважины в год) с целью определения характера сочленения Тас-Юряхского и Среднеботуобинского месторождений.

Залежь пластов B_{1-2} - нефтегазовая, массивная, литологически замкнутая, блоковая; продуктивные отложения представлены известняками и доломитами с прослоями мергелей, тип коллектора - порово-каверновый. Общая мощность пласта - 60-70 м, эффективная - достигает 20 м. Залежь имеет очень сложное строение за счет резких фациальных изменений продуктивных пород и разрывных нарушений. Внешний ее контур определяется литологическим фактором.

Залежь пласта B_5 (см. рис.27,28) - нефтегазовая, пластовая, антиклинальная, тектонически экранированная, блоковая, общая мощность пласта изменяется от 1-2 м на севере до 36 м на юге структуры, эффективная - составляет до 90 % от общей. Пористость коллекторов - 9-16 %. Характерная особен-

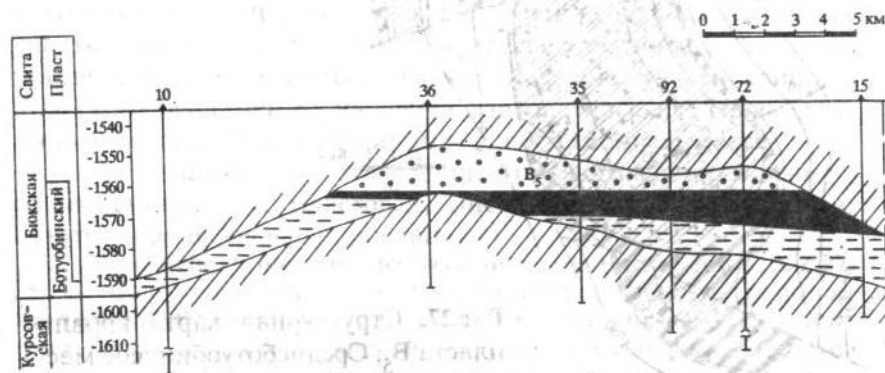


Рис.28. Геологический профиль, Среднеботуобинское месторождение. Усл. обозн. см. на рис.22.

ность залежи - наклонное положение водонефтяного контакта. Высота газовой шапки изменяется от 40 м на севере структуры до 20 м на юге, нефтяной оторочки - от 1 м на северо-западе до 18 м на юго-востоке.

Залежь пласта B_{12} - газовая, пластовая, антиклинальная, литологически ограниченная, тектонически экранированная - локализована на севере месторождения, в районе выклинивания пласта B_5 . Мощность пласта изменяется от 0 до 17 м, от пласта B_5 он отделен глинистыми породами мощностью 10-15 м. Продуктивные отложения представлены песчаниками серыми, средне-мелкозернистыми, их пористость - 11-15 %.

Помимо пластов B_{1-2} , B_5 и B_{12} на месторождении получены непромышленные притоки УВ на других стратиграфических уровнях, а также из пород трапповой формации.

Тас-Юряхское нефтегазовое месторождение расположено в Якутии, в 140 км севернее г.Ленска и приурочено к одноименной структуре, подготовленной к бурению в 1971 г. Первый промышленный приток газа получен в 1978 г. из скв.574.

Месторождение многозалежное, скопления УВ выявлены в пластах B_2 (осинский горизонт) билирской, B_5 (ботуобинский горизонт) бюкской и B_{13} (талахский горизонт) курсовской свит (рис.29).

Залежь пласта B_2 - газоконденсатная, пластовая, антиклинальная, литологически ограниченная, возможно, тектонически экранированная - продуктивные отложения представлены доломитами с прослоями глинистых доломитов и известняков. Их общая мощность 50-60 м, эффективная - 5-7 м; тип коллектора - порово-каверновый.

Залежь пласта B_5 (см. рис.29) - нефтегазовая, пластовая, антиклинальная, блоковая, тектонически экранированная - продуктивные отложения представлены песчаниками кварцевыми светло-серыми средне-мелкозернистыми с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая мощность меняется от 0 до 38 м, эффективная достигает 31 м.

Залежь пласта B_{13} - газовая, пластовая, антиклинальная, по всей вероятности, литологически замкнутая. При-

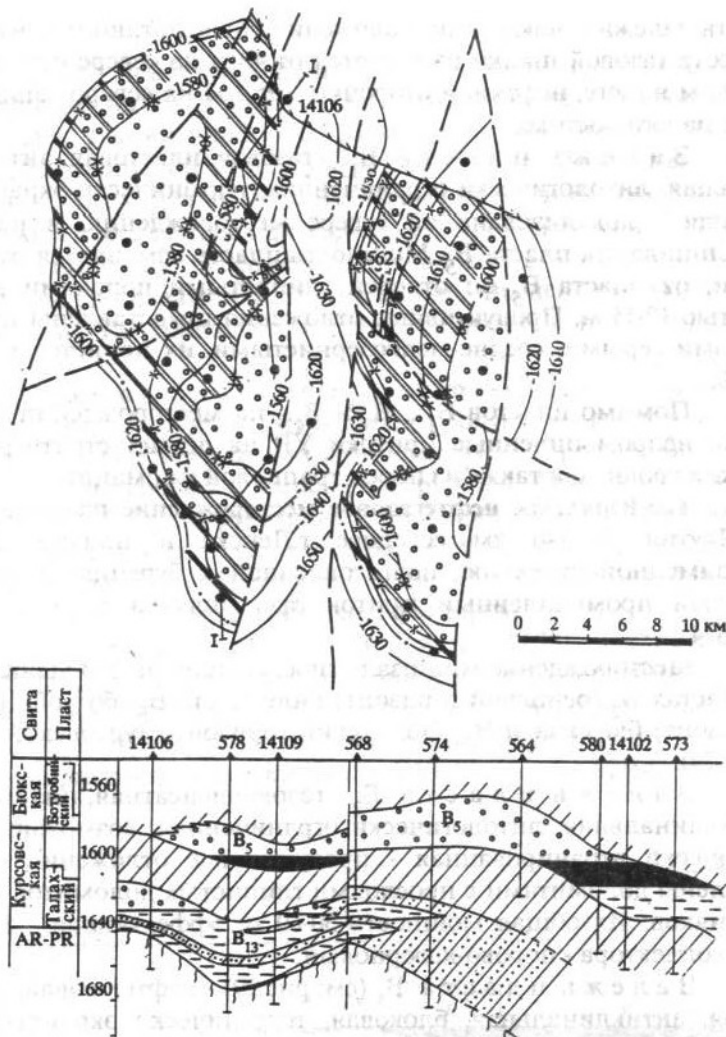


Рис.29. Структурная карта кровли пласта B_3 и геологический разрез, Тас-Юряхское месторождение. Усл. обозн. см. на рис.21 и 22.

токи газа получены из отдельных скважин на северо-западе месторождения. Контур залежи окончательно не определен.

Верхневилочанское нефтегазовое месторождение (рис.30) расположено в Ленском районе Якутии в 120 км северо-восточнее г.Ленска и приурочено к одноименной структуре, подготовленной к бурению сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1974 г. Месторождение открыто в 1975 г., к настоящему времени пробурено 49 скважин.

Нефтегазоносными являются карбонатные отложения пластов B_{3-4} (юряхская свита) и терригенные отложения пластов B_6 (харыстанская свита) и B_{14} (хоронохская свита). Кроме того, в разрезе месторождения имеются интервалы, при испытании которых получены небольшие притоки газа: зона древнего карста в карбонатных отложениях телгеспитской пачки бюксской свиты, карбонатные пласты харыстанской и песчаные - та-лахской свит.

Залежи пластов B_{3-4} - нефтегазовые, пластовые, антиклинальные, блоковые - являются основным объектом разведки и содержат большую часть объема запасов УВ на месторождении (см. рис.30). Пласты B_3 и B_4 разделены глинисто-карбонатными отложениями мощностью 7-10 м. Разные уровни газожидкостных контактов залежей пластов B_3 и B_4 свидетельствуют об их гидродинамической изоляции. Коллекторы преимущественно порово-кавернового, участками - порово-каверново-трещинного типа. Пористость их составляет 15-27 %, проницаемость достигает $115 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Общая мощность пласта B_3 изменяется от 12 до 16 м, B_4 - от 20 до 24 м. Эффективная мощность пласта B_3 достигает 10 м, B_4 - 12 м. Характерная особенность залежи - увеличение мощности нефтяной оторочки в южном и юго-восточном направлениях: в скв.609 она составляет 10,5 м, в скв.677 - 25 м. Выделяется восемь блоков с разными уровнями газожидкостных контактов. Особенности структурных планов пластов B_3 и B_4 позволяют предположить наряду со взбросовым и сдвиговый характер перемещения блоков.

Залежь пласта B_6 - газовая, пластовая, антиклинальная, блоковая, литологически замкнутая, высотой 50-70 м - приурочена к серым до темно-серых мелко-среднезернистым массивным песчаникам. В северо-западной части месторождения пласт полностью денудирован, на остальной территории общая мощность довольно стабильна и составляет в среднем

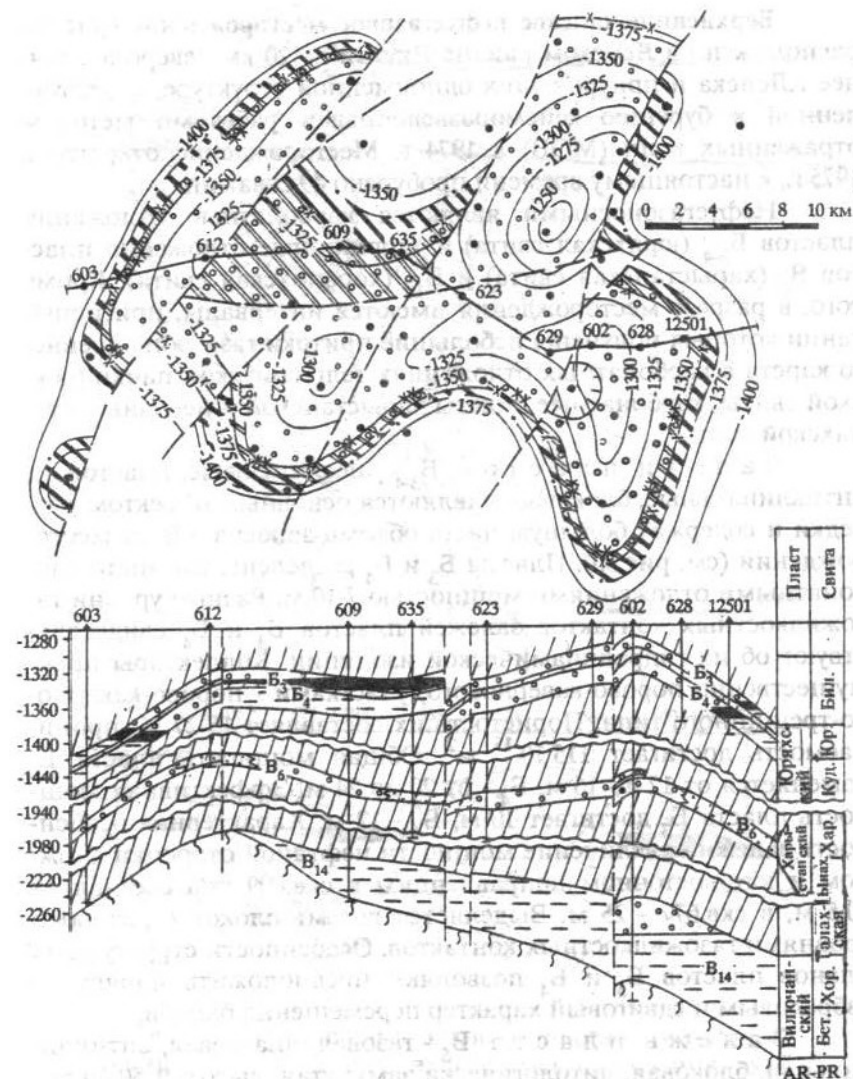


Рис.30. Структурная карта кровли пласта B_3 и геологический профиль, Верхневилучанское месторождение.
Свиты: куд. - кудулахская, хар. - харыстанская, бил. - билирская, ынах. - ынахская, бет. - бетинчинская, хор. - хоронохская, юр. - юряхская. Усл. обозн. см. на рис.21 и 22.

10-12 м. Коллектор - порового типа, пористость его меняется от 5 до 11 %, достигая в отдельных случаях 18 %. Проницаемость - $(70-290) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Залежь пласта B_{14} - газовая, массивная, тектонически экранированная, блоковая - локализована на востоке месторождения и приурочена к базальной части осадочного чехла, высота ее 50 м. Мощность пласта меняется от 65 м до полного выклинивания на северо-западе месторождения вследствие прилегания к поверхности кристаллического фундамента. В верхней части пласт сложен песчаниками кварцевыми, светло-серыми, в средней - крупнозернистыми, в нижней - грубозернистыми до гравелитов с прослоями аргиллитов. Тип коллектора - поровый, средняя пористость - 10 %, в отдельных случаях достигает 18 %, проницаемость изменяется в широких пределах, максимальное значение $600 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Описанные выше месторождения - Верхнечонское, Дулисьминское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское и Верхневилучанское типичны для Предпатомского ОБ по типам ловушек и залежей, их стратиграфической приуроченности и особенностям проявления нефтегазоконтролирующих факторов.

Перспективы обнаружения залежей нефти и газа в осадочном бассейне

В пределах Предпатомского бассейна уже открыт ряд крупных месторождений нефти и газа. Однако, как видно из всего изложенного выше, бассейн изучен еще крайне слабо и перспективы значительного наращивания запасов здесь весьма велики. Достаточно отметить, что на территории бассейна содержится, по оценкам сибирских ученых, 25 % извлекаемых ресурсов нефти и 19 % газа всей Лено-Тунгусской провинции. Из них лишь небольшая часть (17 % газа и 10 % нефти) относится к категории разведанных.

Таким образом, имеются благоприятные предпосылки для открытия в бассейне новых, в том числе крупных, месторождений углеводородов. Наиболее перспективными участками для обнаружения новых залежей нефти и газа являются ранее

описанные Ярактинско-Ботуобинская, Березовская (терригенный комплекс), Тетейско-Чонская, Марковско-Ботуобинская, Вилочанская, Березовская (карбонатный комплекс) зоны нефтегазоаккумуляции (см. рис.14, 15).

Оценки показывают, что добыча нефти в бассейне в ближайшие 15-20 лет может быть доведена до 15-20 млн т и газа до 15-20 млрд м³ в год. Решающими являются вопросы инвестиций в геолого-разведочные работы, разработку нефтяных и газовых месторождений, транспортировку нефти и газа, применение новейших технологий.

Список литературы

Анциферов А.С. О причинах аномально низких пластовых давлений в нефтегазоносных отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы // Докл. АН СССР. - 1978. - Т.242, N 5. - С.1130-1132.

Гаврилов В.П. Общая и региональная тектоника. - М.: Недра, 1986. - 183 с.

Гассоу У.К. Основные положения гипотезы дифференциального улавливания нефти и газа // Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. - М., 1961. - С.160-196.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э.Конторовича, В.А.Суркова, А.А.Трофимука. - М.: Недра, 1981. - 552 с.

Геолого-геохимические условия формирования нефтегазовых месторождений в древних толщах Восточной Сибири / Соколов Б.А., Егоров В.А., Накаряков В.Д. и др. - М.: Изд-во МГУ, 1989. - 192 с.

Дробот Д.И., Городничев В.И. Эпигенез нафтидов в рифей-вендских и кембрийских отложениях юга Сибирской платформы // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. - Новосибирск, 1981. - С.63-72.

Ефимов А.О. Соотношение венд-нижнекембрийских комплексов Среднеботуобинского месторождения // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. - Новосибирск, 1982. - С.47-53.

Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефти в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. - 1978. - N 8. - С.3-13.

Максимов С.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. - М.: Недра, 1964. - 485 с.

Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под ред. В.С.Суркова. - М.: Недра, 1987. - 205 с.

Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Ефимов А.О. Региональные резервуары нефти и газа Лено-Тунгусской провинции // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири. - Новосибирск, 1989. - С.37-49.

Мигурский А.В., Старосельцев В.С. О надвигах на севере Байкало-Патомского нагорья в связи с поисками нефти и газа // Проблемы методики поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений Якутской АССР. - Якутск, 1983. - С.33-35.

Михайлов М.В., Филатов В.Ф. К вопросу о возрасте Кемпидийской и Ыгыаттинской впадин и Сунтарского погребенного горста // Геология и геофизика. - 1985. - N 7. - С.60-67.

Непско-Ботуобинская антеклиза - новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Под ред. А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. - Новосибирск: Наука, 1986. - 246 с.

Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. - Ч.1. Верхний докембрий, нижний палеозой. - Новосибирск, 1983. - 216 с.

Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. - Новосибирск, 1989. - 64 с.

Самсонов В.В., Рыбьяков Б.Л., Буддо А.Л., Одинцова Т.В. Диагенетическая цементация терригенных коллекторов и особенности распространения битумов на южном склоне Непского свода // Геология нефти и газа. - 1977. - N 2. - С.18-25.

Сахибгареев Р.С. Этапность формирования и разрушения залежей по вторичным изменениям коллекторов на древних ВНК // Происхождение и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумов. - Л., 1983. - С.130-143.

Туголесов Д.А. К тектонике юго-восточной части Сибирской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол. - 1952. - N 2. - С.89-101.

Чеканов В.И. Закономерности распространения вторичных нафтидов в подсоловых продуктивных горизонтах Непско-Ботуобинской антеклизы // Геохимические критерии формирования зон нефтегазонакопления в платформенных областях Сибири. - Новосибирск, 1986. - С.19-26.

Шемин Г.Г. Тектонические предпосылки перспектив нефтегазонаосности Непско-Ботуобинской антеклизы // Новые данные по геологии и нефтегазонаосности Лено-Тунгусской провинции. - Новосибирск, 1982. - С.40-47.

Шемин Г.Г. Время формирования ловушек нефти и газа в Лено-Тунгусской провинции // Геология месторождений нефти и газа Сибирской платформы. - Новосибирск, 1984. - С.9-19.

Шемин Г.Г. Надвиги на юго-востоке Сибирской платформы // Геология и геофизика. - 1989. - N 11. - С.32-38.

Khain V.E., Sokolov B.A., Kleshchev K.A., Shein V.S. Tectonic and geodynamic setting of oil and gas basins of the Soviet Union // The Amer. Assoc. of Petrol. Geol. Bull. - 1991. - Vol.75, N 2. - P.313-325.

Kontorovich A.E., Mandel'baum M.M., Surkov V.S. et al. Lena-Tunguska upper proterozoic - paleozoic petroleum superprovince. Classic petroleum provinces // Geol. Soc. Spec. Publ. N 50. - London, 1990. - P.473-489.

Surkov V.S., Grishin M.P., Larichev A.I. et al. The Riphean sedimentary basins of the Eastern Siberia Province and their petroleum potential // Precambrian Res. - 1991. - Vol.54. - P.37-44.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Положение осадочного бассейна в общей структуре платформы	5
Краткая история изучения осадочного бассейна и открытия залежей нефти и газа	11
Условия заложения осадочного бассейна и основные этапы его развития	14
Внутренняя структура осадочного бассейна. Роль кон- и постседиментационных деформаций	25
Зоны нефтегазонакопления и месторождения.	
Типы структурных и неструктурных ловушек.	
Резервуары и флюидоупоры	34
Условия и этапы формирования залежей нефти и газа . . .	47
Характеристика крупнейших месторождений	55
Перспективы обнаружения залежей нефти и газа в осадочном бассейне	73
Список литературы	74